

Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici

Delibera del Consiglio Federale
Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. N. 28/12





Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici

**Delibera del Consiglio Federale
Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. N. 28/12**

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente (ARPA), le Agenzie Provinciali per la Protezione dell'Ambiente (APPA) e le persone che agiscono per loro conto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.gov.it

ISPRA, Rapporti 103/2013
ISBN 978-88-448-0636-1

Riproduzione autorizzata citando la fonte

Elaborazione grafica

ISPRA

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Foto di copertina: Renato Lago

Coordinamento editoriale:

Daria Mazzella

ISPRA – Settore Editoria

Novembre 2013

AUTORI

Salvatore Curcuruto	(ISPRA)
Delio Atzori	(ISPRA)
Giuseppe Marsico	(ISPRA)
Paolo Gallo	(ARPAT Toscana)
Gaetano Licitra	(ARPAT Toscana)
Diego Palazzuoli	(ARPAT Toscana)
Tommaso Gabrieli	(ARPA Veneto)
Monica Angelucci	(ARPA Umbria)
Stefano Ortica	(ARPA Umbria)
Sergio Palermi	(ARTA Abruzzo)
Antonio Gioiosa	(ARPA Molise)
Francesco Mianulli	(ARPA Basilicata)
Gerardo Santangelo	(ARPA Basilicata)
Rocco Marchese	(ARPA Basilicata)
Anna Guarnieri Calò Carducci	(ARPA Puglia)
A. Sansone Santamaria	(ARPA Sicilia)

Sommario

Parte I

Procedure e tecniche di misura

Parte II

Elaborazione dei dati di misura

Parte III

Metodi per la stima delle incertezze

Appendice

Stato dell'arte

Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici

Delibera del Consiglio Federale
Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. N. 28/12

Parte I

Procedure e tecniche di misura

Indice

1. Introduzione.....	3
2. Campo di Applicazione.....	3
3. Riferimenti normativi.....	4
4. Definizioni.....	4
5. Generalità e inquadramento della procedura.....	5
5.1. Fase conoscitiva preliminare.....	6
5.2. Individuazione dei Ricettori.....	6
5.3. Caratterizzazione anemologica del sito.....	6
5.4. Caratterizzazione di altre sorgenti sonore.....	7
5.5. Valori limite.....	7
6. Strumentazione.....	7
7. Procedura di misura.....	8
7.1. Parametri da acquisire.....	8
7.2. Postazioni di misura.....	8
7.3. Tempi di misura.....	10
7.4. Condizioni di misura.....	10
7.5. Misure supplementari.....	11
8. Valutazione dei risultati e redazione del Report finale.....	11

1. Introduzione

Scopo del presente documento è quello di fornire una metodologia standard di misura finalizzata all'analisi e alla valutazione dell'impatto acustico prodotto durante l'esercizio di *impianti eolici* (o *parchi eolici*), composti da uno o più dispositivi di generazione a turbina eolica (*aerogeneratori*), anche ai fini del loro monitoraggio acustico. I risultati ottenuti applicando la presente metodologia di acquisizione dati dovranno essere elaborati secondo la procedura descritta nella seconda parte delle presenti Linee guida, al fine di ottenere una stima dei parametri necessari per il confronto con i limiti normativi di cui alla L. n. 447/95 e al D.P.C.M. 14/11/1997 e quindi per la verifica dell'impatto acustico di questi impianti. La metodologia descritta può anche essere presa a riferimento per l'elaborazione di un nuovo strumento normativo specifico per la sorgente costituita dai generatori eolici.

La definizione di una procedura di misura specifica e dettagliata è indispensabile per ottenere dati idonei da utilizzare nelle analisi successive al fine di garantire la necessaria precisione e coerenza dei risultati delle valutazioni di impatto acustico.

La procedura proposta, che è stata testata in due siti con orografia complessa con presenza di ricettori parzialmente schermati rispetto alla sorgente preponderante di rumore, permette di estrapolare dai dati di rumore misurati (livelli di rumore ambientale) il livello di rumore residuo, quello di emissione degli aerogeneratori e il livello differenziale senza necessità di interrompere il funzionamento dell'impianto.

In concomitanza alla misura dei livelli di rumore è necessario acquisire direttamente i dati meteo (in particolare: velocità e direzione del vento) in prossimità del ricettore, anche al fine di stimare la rumorosità residua del sito direttamente collegata al vento (rumore della vegetazione, interazione con ostacoli). Tale approccio permette di superare i problemi che si incontrano quando la ventosità locale è poco correlata alla ventosità in quota, in particolare nel caso di ricettori schermati o con valori di vento locali molto bassi.

2. Campo di Applicazione.

Questa parte delle Linee guida descrive la procedura per la misurazione dell'immissione acustica di un impianto eolico presso i diversi punti ricettori, al fine di caratterizzarne l'emissione e i livelli di rumorosità residua in relazione ai diversi valori di velocità del vento misurati in prossimità dei ricettori stessi. Il procedimento di misura è finalizzato alla creazione di una banca dati da utilizzare nella fase successiva di elaborazione, descritta nella parte 2 delle Linee guida, per consentire il corretto confronto con i limiti normativi di zona e la verifica dell'impatto acustico dell'impianto nel suo insieme. Questo comporta l'impiego di metodi di misurazione appropriati per i livelli di rumore e per i parametri meteorologici in luoghi vicini ad edifici ricettori, all'interno di essi o in campo libero ma sempre in aree utilizzate da persone o comunità, solitamente distanti dagli aerogeneratori. In tal senso, la procedura descritta è differente da quella descritta dalla norma CEI EN 61400-11, che è indirizzata alla caratterizzazione dell'emissione acustica di una turbina eolica in prossimità della turbina stessa, in quanto la finalità stessa delle misure è diversa.

La procedura descritta in questa parte delle linee guida riguarda quanto segue:

- requisiti minimi per la strumentazione fonometrica e per la centralina di acquisizione dei dati meteo;
- criteri per il posizionamento della strumentazione per il rilevamento dei dati di rumore e dei dati meteo;
- determinazione dei parametri da acquisire dal gestore relativamente alle caratteristiche tecniche e al funzionamento degli aerogeneratori;
- determinazione dei parametri acustici e meteo da acquisire con le misurazioni e dei descrittori associati che saranno utilizzati per l'elaborazione delle valutazioni ambientali;
- requisiti minimi di durata temporale delle acquisizioni strumentali e pulizia dei risultati;

- indicazioni per l'aggregazione dei dati e per la creazione della banca dati utile per l'elaborazione delle valutazioni ambientali.

La procedura descritta, pur non essendo limitata ad una determinata dimensione o tipologia di parco eolico, non si applica ad impianti eolici composti da aerogeneratori di altezza inferiore a 30 m e/o potenza inferiore a 50 kW (*impianti di minieolico*) in quanto le caratteristiche di funzionamento ed emissione di questi dispositivi e la loro disposizione rispetto ai possibili ricettori sono sostanzialmente differenti da quelle degli aerogeneratori di maggiore taglia.

Se, in alcuni casi particolari, non è possibile seguire nella loro completezza le disposizioni e le indicazioni previste dalla presente procedura, dovrebbe essere specificato il motivo di tale impedimento e, dopo aver specificato le parti della procedura che sono state disattese, deve essere fornita una stima dell'incidenza di tale scostamento sulla precisione dei risultati prendendo spunto dalle parti pertinenti delle presenti Linee guida.

La metodologia è stata elaborata tenendo conto del fatto che è destinata ad essere applicata sul campo sia dai tecnici competenti incaricati dai gestori degli impianti, per le finalità di monitoraggio e autocontrollo conseguenti a disposizioni o prescrizioni di enti o autorità, sia dai tecnici degli organi di controllo per le finalità di verifica di conformità ai limiti di legge. Per entrambe le finalità è indispensabile determinare con precisione adeguata e completezza l'effettivo contributo dell'impianto eolico alla rumorosità dell'area indagata senza richiedere procedure lunghe e complesse che potrebbero risultare troppo onerose e specialistiche. Le raccomandazioni e le procedure di misura specificate nel presente documento dovrebbero essere applicate da tutte le parti interessate al fine di ottenere risultati confrontabili e riproducibili entro i limiti di incertezza indicati dalla procedura stessa.

3. Riferimenti normativi

1. D.P.C.M. 01/03/1991 “Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”.
2. L. 26/10/1995, n. 447 “Legge quadro sull’inquinamento acustico”.
3. D.P.C.M. 14/11/1997 “Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore”.
4. D.M. 16/03/1998 “Tecniche di rilevamento e di misurazione dell’inquinamento acustico”.
5. UNI ISO 1996-1:2010 “Descrizione, misurazione e valutazione del rumore ambientale; parte 1: Grandezze fondamentali e metodi di valutazione”.
6. UNI ISO 1996-2:2010 “Descrizione, misurazione e valutazione del rumore ambientale; parte 2: determinazione dei livelli di rumore ambientale”.
7. UNI ISO 9613-1:2006 “Attenuazione sonora nella propagazione all’aperto. Parte 1: Calcolo dell’assorbimento atmosferico”.
8. UNI ISO 9613-2: 2006 “Attenuazione sonora nella propagazione all’aperto. Parte 2: Metodo generale di calcolo”.
9. UNI/TR 11326:2009 “Valutazione dell’incertezza nelle misurazioni e nei calcoli di acustica. Parte 1: Concetti generali”.
10. UNI CEI ENV 13005:2000 “Guida all’espressione dell’incertezza di misura”.
11. UNI 10855:1996 “Misura e valutazione del contributo acustico di singole sorgenti”.
12. IEC 61672-1:2002 “Sound level meters – Part 1: Specifications”.

4. Definizioni.

Ai fini delle presenti Linee guida sono valide tutte le definizioni di cui alla L. n. 447/95, al DPCM 14.11.97 e al DM 16.03.98. In aggiunta, si fa riferimento anche alle seguenti definizioni:

Aerogeneratore – Dispositivo per la conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica; può essere ad asse verticale o orizzontale, in quest'ultimo caso il rotore si orienta parallelamente alla direzione di provenienza del vento.

Aerogeneratore a vista – Aerogeneratore non schermato otticamente da rilievi o costruzioni significative sulla linea di vista ricettore-aerogeneratore;

Aerogeneratore impattante – Aerogeneratore a vista con distanza ricettore-aerogeneratore inferiore ad 1 km.

Condizioni di vento più gravose – Condizioni di vento che favoriscono la propagazione del rumore dall'aerogeneratore al ricettore; in particolare, si devono intendere tali tutte le condizioni in cui la direzione del vento è compresa entro un angolo di $\pm 45^\circ$ rispetto alla congiungente aerogeneratore-ricettore, il vento è diretto verso il ricettore ed ha velocità compresa tra 1 e 5 m/s.

Dato di misura – L'insieme dei valori, riferiti ad un periodo di 10 minuti, di: $L_{Aeq,10min}$; media della velocità del vento al suolo e all'hub; moda della direzione del vento al suolo e all'hub; temperatura media al suolo e all'hub; velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore.

Dato meteo – dato relativo alla velocità e direzione del vento al suolo e alle turbine, presenza/assenza di precipitazioni, tipo di precipitazione (pioggia, neve, grandine).

Dato utile – Dato di misura rimanente dopo l'eliminazione degli eventi spuri.

Evento spurio – Evento non legati al rumore eolico o a rumori naturali indotti dal vento. Es: i rumori di animali, le sirene, gli allarmi, i passaggi di auto, treni ed aerei, i rumori antropici.

Hub – In un aerogeneratore ad asse orizzontale, l'hub è il centro di rotazione a cui sono collegate le pale.

Impianto eolico (o Parco eolico) – Un impianto eolico è un insieme di aerogeneratori localizzati in un territorio delimitato ed interconnessi tra loro. La generazione di energia elettrica varia in funzione del vento e della capacità generativa degli aerogeneratori.

Intervallo minimo di misurazione – Periodo di acquisizione dei dati meteo e fonometrici pari a 10 minuti.

Ricettore sensibile: scuola, ospedale, case di cura/riposo.

Sorgente significativa: sorgente ulteriore, rispetto all'impianto eolico sotto indagine, chiaramente identificabile che contribuisce al livello equivalente di immissione acustica in corrispondenza di uno dei ricettori individuati con un contributo superiore al livello prodotto dall'impianto eolico presso lo stesso ricettore diminuito di 10 dB (A).

5. Generalità e inquadramento della procedura.

In via generale, la procedura di misura qui descritta si basa sui criteri e le disposizioni desumibili dal D.M. 16/03/1998 e tiene conto della peculiarità della sorgente indagata che richiede tempi di misura sufficientemente lunghi (riconducibili al tempo a lungo termine TL) viste le sue caratteristiche di variabilità nel tempo al variare delle condizioni meteo. In particolare, la procedura richiede l'esecuzione di rilevamenti in continua di almeno due settimane, dai quali devono essere ricavati i parametri utili valutati su intervalli minimi di 10' con le modalità di seguito descritte. Le misure devono essere effettuate in postazioni vicine ai ricettori individuati, posizionando la strumentazione secondo quanto indicato nei successivi paragrafi. Le misure della pressione sonora e dei parametri meteorologici devono essere eseguite simultaneamente per tutto il tempo dell'indagine e la strumentazione deve consentire l'aggregazione dei dati acustici e meteo in dati di misura riferiti ad un intervallo minimo di 10'.

5.1. Fase conoscitiva preliminare

È opportuno che la procedura di misura sia preceduta da una fase conoscitiva per disporre di un quadro il più chiaro possibile circa il contesto in cui l'impianto s'inserisce, con particolare riferimento ai ricettori e alle sorgenti (principale e secondarie) presenti nell'area oggetto di indagine.

Al fine, quindi, di applicare in modo appropriato la procedura allo specifico impianto da indagare, è opportuno avviare una fase conoscitiva preliminare esaminando la documentazione disponibile o reperibile riguardante l'impianto ed in particolare eventuali documentazioni previsionali di impatto acustico. Pertanto, occorre acquisire e valutare le seguenti informazioni:

- Caratteristiche del sito di indagine (urbanizzazione, orografia, caratteristiche della rete viaria, periodicità o stagionalità del rumore residuo, ecc.);
- Caratteristiche tecniche, costruttive e di emissione dell'impianto eolico sotto indagine e di altre sorgenti significative eventualmente presenti;
- Tipologia degli insediamenti abitativi influenzati dal rumore dell'impianto (edifici singoli, complessi residenziali, ruderi, edifici sensibili, ecc.);
- Limiti normativi e classe acustica del territorio.
- L'individuazione e la classificazione dei ricettori maggiormente esposti;
- L'eventuale documentazione contenente la caratterizzazione acustica ante operam del sito (effettuata tramite simulazioni numeriche e/o misure) ed in particolare la stima dei livelli acustici ante e post operam previsti in corrispondenza dei ricettori individuati;
- L'acquisizione del Decreto VIA di compatibilità ambientale, con le relative prescrizioni e/o raccomandazioni.

Inoltre, per approfondire ulteriormente la conoscenza del contesto dei ricettori e delle sorgenti secondarie in cui si colloca l'impianto, è possibile prevedere sopralluoghi in situ, propedeutici alle operazioni di misura, atti a verificare i luoghi e controllare se l'attuale urbanizzazione/antropizzazione del territorio sia cambiata in modo sostanziale rispetto a quella rappresentata nella documentazione acustica previsionale.

5.2. Individuazione dei Ricettori

Nella fase conoscitiva, è opportuno acquisire informazioni in merito alle diverse tipologie di ricettori presenti nell'area oggetto di studio. Andrà, quindi, verificata la presenza di:

- eventuali ricettori sensibili presenti nella zona, ricordando che la normativa riserva particolare attenzione a questa tipologia di ricettori, prevedendo per essi limiti di rumore più restrittivi;
- edifici residenziali o adibiti ad attività lavorativa o ricreativa, ai quali la normativa fornisce lo stesso grado di tutela, compatibilmente con la classificazione acustica in cui sono inseriti;
- parchi pubblici o naturali con particolari vincoli legati alla rumorosità immessa;
- eventuali ricettori oggetto di specifiche prescrizioni VIA (ruderi, limiti più restrittivi, ecc.).

5.3. Caratterizzazione anemologica del sito.

Considerate le particolari caratteristiche di emissione acustica delle sorgenti qui considerate, è opportuna una corretta e completa conoscenza preliminare dell'anemologia relativa all'area in cui l'impianto è inserito. Ciò richiede l'acquisizione e l'analisi delle informazioni meteorologiche raccolte prima e dopo l'installazione dell'impianto dal titolare o dal gestore presso apposite stazioni anemometriche di misura (*studi di micrositing; analisi di produzione*); a volte può risultare utile anche l'integrazione di queste informazioni con dati anemologici a scala sinottica (circolazioni a grande scala) ai fini di una interpretazione delle modificazioni del campo di vento a scala locale indotte dalla complessa conformazione orografica dell'area. L'analisi anemologica dovrebbe portare 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 (studio della

rosa dei venti e delle *distribuzioni di Weibull* per settore angolare) e conseguentemente determinare i periodi più opportuni per eseguire le campagne di misura. L'analisi dovrebbe anche essere indirizzata a valutare la stratificazione delle correnti al variare dell'altezza dal suolo (*wind-shear*), legata alla particolare orografia del sito sotto indagine, da indagare mediante apposite cartografie o attraverso sopralluoghi in situ.

5.4. Caratterizzazione di altre sorgenti sonore.

Per completare il quadro conoscitivo del contesto in cui deve essere eseguita l'indagine strumentale, occorre acquisire informazioni in merito alle eventuali sorgenti significative presenti nell'area indagata (infrastrutture dei trasporti, attività produttive, rumori antropici, impianti tecnici a servizio di edifici, ecc.).

In particolare, si devono individuare le caratteristiche e le modalità di emissione e propagazione di tali sorgenti al fine di consentire la determinazione del loro contributo di rumore in sede di elaborazione dei dati acquisiti.

5.5. Valori limite.

Al fine di determinare i valori limite applicabili ai ricettori ed alle aree sotto indagine dovrà essere individuata la classe di zonizzazione acustica in cui ricadono le postazioni scelte per la verifica dell'impatto acustico. Dovrà, inoltre, essere verificata la presenza di valori limite più restrittivi dei precedenti, eventualmente contenuti nelle prescrizioni VIA.

6. Strumentazione.

Per eseguire le misurazioni acustiche secondo la presente procedura i requisiti minimi per la strumentazione sono:

- catena fonometrica e calibratore acustico di classe 1, conformi alle specifiche dettate dal D.M. 16/03/1998; per la strumentazione fonometrica è preferibile riferirsi ai requisiti più restrittivi specificati nella IEC 61672-1:2002;
- cuffia antivento con diametro ≥ 90 mm;
- sistema di registrazione audio con impostazione di soglia per l'individuazione di eventi sonori anomali.

Per l'acquisizione dei dati meteorologici, la strumentazione deve consentire la misura dei seguenti parametri:

- pioggia (risoluzione $\leq 0,2$ mm);
- velocità vento (risoluzione $\leq 0,5$ m/s; intervallo di acquisizione: $0 \div 20$ m/s);
- direzione vento (risoluzione $\leq 3^\circ$);
- temperatura (risoluzione $\leq 0,2$ °C).

Inoltre, la centralina meteo deve essere in grado di restituire i valori medi o prevalenti (moda) dei parametri indicati lungo intervalli di tempo sincronizzati con le misure acustiche.

Per quanto riguarda i dati forniti dal gestore dell'impianto, solitamente ogni aerogeneratore dispone di un anemometro e un termometro installato in prossimità dell'hub. È necessario, quindi, richiedere al gestore i dati di vento (direzione ed intensità) e temperatura relativi ad ogni aerogeneratore dell'impianto che contribuisce alla rumorosità presso i ricettori individuati riferiti ad intervalli temporali minimi di 10'. Qualora disponibili, è opportuno richiedere anche i dati meteo acquisiti da eventuali stazioni meteo vicine all'impianto che, solitamente, forniscono i dati meteo riferiti a due o più altezze dal suolo. È necessario richiedere, infine, anche i dati di velocità di rotazione delle pale di ciascun aerogeneratore mediati su intervalli di 10'.

7. Procedura di misura.

7.1. Parametri da acquisire.

Per gli scopi della presente procedura, l'insieme minimo di dati da acquisire per ogni ricettore individuato e per tutto il periodo di misura (si veda in seguito) è costituito da:

- a. Dati acustici:
 - Profilo temporale del L_{Aeq} su base temporale di 1 secondo;
 - $L_{Aeq,10min}$ valutato su intervalli temporali successivi di 10';
 - Spettro acustico medio del L_{Aeq} in bande di 1/3 di ottava;
- b. Dati meteorologici (tutti riferiti ad intervalli minimi di 10'):
 - Media della velocità del vento a terra (ad un'altezza di 3 m da suolo);
 - Moda della direzione del vento a terra (ad un'altezza di 3 m da suolo);
 - Precipitazioni (pioggia, neve, grandine);
 - Temperatura media;
 - Media della velocità del vento al rotore per ogni turbina (da acquisire dal gestore);
 - Moda della direzione del vento al rotore per ogni turbina (da acquisire dal gestore);
 - Media della velocità di rotazione delle pale per ogni turbina (da acquisire dal gestore);
 - Temperatura al rotore per ogni turbina (da acquisire dal gestore) (facoltativa).

I dati devono essere relativi a tutto l'arco temporale del periodo di misura scelto per il monitoraggio.

7.2. Postazioni di misura

In generale, le misurazioni dovrebbero essere eseguite in prossimità al ricettore potenzialmente più disturbato o comunque in prossimità di uno dei ricettori individuati. Nei casi in cui ciò non sia possibile è bene tenere presente che, al fine di evitare sprechi di risorse, considerata la natura onerosa della tipologia di misura da effettuare, qualora sia presumibile che tra due o più ricettori individuati le variazioni del livello di pressione prodotto dall'impianto eolico siano piccole, inferiori a 5 dB(A), oppure se una delle aree da esaminare è piccola rispetto alla distanza dagli aerogeneratori più impattanti, è opportuno eseguire le misure in un sito scelto in modo da essere rappresentativo dell'intera area. È consigliabile, a tal fine, svolgere una specifica indagine preliminare in situ.

Nel caso di misure in prossimità di edifici, la postazione esterna si considera valida se si trova entro un raggio di 30 m dal ricettore. Il punto di misura non deve essere schermato da edifici o barriere naturali o artificiali rispetto alla sorgente eolica.

È importante evidenziare che per caratterizzare l'impatto acustico di un parco eolico è necessario verificare il rispetto dei limiti sia assoluti (immissione ed emissione) che differenziali. Per questi ultimi, ai sensi del D.P.C.M. 14/11/1997 e del D.M. 16/03/1998, la verifica deve essere eseguita all'interno degli ambienti abitativi. Considerato che la procedura di misura qui descritta prevede rilevamenti strumentali continui di almeno 2 settimane al fine di acquisire un campione di dati necessario per una corretta inferenza statistica, è necessario tenere conto che il posizionamento della strumentazione di misura all'interno di un ambiente abitativo per un periodo così lungo rappresenta quasi sempre un problema. Per tale motivo, per la verifica del rispetto del limite differenziale è necessario seguire una procedura apposita che richiede l'esecuzione contemporanea di misure in due postazioni, all'interno e all'esterno dell'ambiente abitativo. Inoltre, considerata la configurazione di propagazione del fenomeno esaminato, la verifica del limite di immissione differenziale per gli impianti eolici si effettua considerando esclusivamente la condizione con infissi aperti (condizione maggiormente cautelativa).

In base a quanto sopra evidenziato, la procedura permette di effettuare tre diverse tipologie di monitoraggio/valutazione:

- in ambiente esterno in condizioni di campo libero;
- in ambiente esterno in prossimità di un edificio ricettore;
- verifica del limite differenziale di immissione (esclusivamente con la condizione a finestre aperte): misure in ambiente esterno ed interno.

Le condizioni da rispettare per le diverse configurazioni sono:

- i. misure in ambiente esterno in condizioni di campo libero:
 - *postazione di misura*: La distanza del microfono da superfici riflettenti (a parte il suolo), alberi o possibili sorgenti interferenti deve essere di almeno 5 m. Posizionare la sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 m da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni;
 - *altezza del microfono*: 1.5-2.0 m dal suolo, in accordo con la reale o ipotizzata posizione del ricettore;
 - *altezza sonda meteo*: 3 m dal suolo.
- ii. misure in ambiente esterno in prossimità di un edificio ricettore:
 - *postazione di misura*: Posizionare il microfono ad 1 m di distanza dalla facciata dell'edificio rivolta verso la sorgente eolica, lontano almeno 5 m da altre superfici riflettenti (a parte il suolo), alberi o possibili sorgenti interferenti. Posizionare la sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 m da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni;
 - *altezza del microfono*: in accordo a quanto prescritto dall'All. B, punto 6) del D.M. 16/03/1998, dovrebbe essere scelta "in accordo con la reale o ipotizzata posizione del ricettore; tuttavia, nell'ottica di una revisione della normativa di settore per questa tipologia di impianti, sarebbe preferibile porre il microfono ad un'altezza pari a 4 m dal suolo¹;
 - *altezza sonda meteo*: 3 m dal suolo.
- iii. misure per la verifica del limite differenziale di immissione:
 - *postazione di misura all'interno dell'ambiente abitativo*: individuare il locale abitabile, con finestra, più vicino al lato dell'edificio rivolto verso l'aerogeneratore maggiormente impattante; posizionare il microfono all'interno di tale locale con le modalità specificate nell'Allegato B del D.M. 16/03/98 per le misure in interno a finestre aperte.
 - *postazione di misura all'esterno dell'ambiente abitativo*: posizionare il microfono con le modalità descritte nel punto ii) precedente scegliendo la postazione esterna il più vicino possibile alla facciata del locale scelto per la misura interna. Posizionare la sonda meteo in esterno il più vicino possibile al microfono esterno ma sempre ad almeno 5 m da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni;
 - *altezza del microfono interno*: come da D.M. 16/03/1998;
 - *altezza del microfono esterno*: 4 m dal suolo;
 - *altezza sonda meteo*: 3 m dal suolo.

¹ Tale scelta è finalizzata ad evitare l'effetto di rinforzo o di cancellazione delle onde sonore dovuto alle riflessioni del terreno.

7.3. Tempi di misura.

La corretta verifica della conformità dell'impianto eolico ai limiti normativi di acustica ambientale richiede che sia eseguita la procedura di acquisizione dei dati di rumore non soltanto quando il parco è pienamente operativo ma anche nei periodi in cui gli aerogeneratori sono fermi (di solito ciò avviene anche per esigenze operative dell'impianto). Per raccogliere il numero di dati necessario nelle condizioni richieste può essere utile riferirsi agli studi statistici di ventosità del sito e alle previsioni meteo per eseguire il monitoraggio nei periodi in cui la probabilità di direzione del vento più gravosa è sufficientemente elevata.

Pertanto, i tempi di misurazione utili all'analisi del rumore generato da impianti eolici devono essere abbastanza lunghi da coprire le situazioni di ventosità e direzione del vento a terra e in quota tipiche del sito oggetto di indagine. I periodi di misura con precipitazioni, eventi anomali o durante i quali si siano verificate le condizioni di cui al punto 7 dell'Allegato B del D.M. 16/03/1998 devono essere scartati (per la condizione di velocità del vento $< 5 \text{ m/s}$ si deve intendere quella misurata al ricettore).

È necessario acquisire un insieme di almeno 2000 intervalli minimi di misurazione utili (minimo 2 settimane continuative) dei quali almeno 400 dovrebbero corrispondere alle condizioni di emissione più gravose (aerogeneratori a regime e propagazione sottovento verso il ricettore). Nel caso in cui ciò non fosse possibile, la misurazione dovrebbe essere prolungata fino al raggiungimento dei 400 dati utili richiesti.

Per quanto riguarda le misure in interno per la verifica del limite differenziale, è necessario eseguire una o più misure in contemporanea alla misura in continua in esterno al fine di acquisire almeno 30' di misura (corrispondenti ad un minimo di 3 dati utili di 10') per ognuna delle seguenti condizioni operative:

- a. velocità del vento al ricettore $0 \div 2 \text{ m/s}$; velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore più impattante $\leq 7 \text{ rpm}$;
- b. velocità del vento al ricettore $0 \div 2 \text{ m/s}$; velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore più impattante $> 7 \text{ rpm}$;
- c. velocità del vento al ricettore $3 \div 5 \text{ m/s}$; velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore più impattante $\leq 7 \text{ rpm}$;
- d. velocità del vento al ricettore $3 \div 5 \text{ m/s}$; velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore più impattante $> 7 \text{ rpm}$.

Se la raccolta dei dati di rumore in particolari condizioni di vento richiedesse misure o monitoraggi per tempi irragionevolmente lunghi, può essere ritenuta accettabile una minore quantità di dati utili che siano in grado, però, di fornire una forte correlazione tra il rumore residuo e la velocità del vento al ricettore. Queste situazioni devono essere adeguatamente valutate e documentate nel report finale.

7.4. Condizioni di misura.

Vista la lunghezza dei tempi di misura e la dipendenza dell'emissione e della propagazione del rumore dai fattori meteo, per evitare condizioni particolari (gradienti di vento e temperatura) che possono influire in modo sostanziale sulla propagazione del rumore (prevalenza di condizioni sfavorevoli) o invalidare troppi dati di misura (presenza di precipitazioni e neve), è raccomandabile eseguire le misure seguendo alcune prescrizioni, evitando anche determinati periodi dell'anno.

I rilevamenti fonometrici devono essere eseguiti in conformità a quanto disposto dal D.M. 16/03/1998, ricordando che per la condizione sulla velocità del vento si deve intendere il vento misurato al ricettore. Per quanto non esplicitamente espresso nello stesso decreto, relativamente alle condizioni meteo presenti durante le misurazioni, devono essere prese come riferimento le indicazioni fornite dalle norme UNI 9613-1, UNI 9613-2 e UNI ISO 1996-2, così come di seguito specificato.

L'All. B del D.M. 16/03/1998, al punto 7), prevede che le misurazioni acustiche debbano essere effettuate nel rispetto delle seguenti condizioni:

- i. assenza di precipitazioni atmosferiche;
 - assenza di nebbia e/o neve;
 - velocità del vento al ricettore $< 5 \text{ m/s}$;
 - microfono munito di cuffia antivento (per le misure in esterno);
 - compatibilità tra le condizioni meteo durante i rilevamenti e le specifiche del sistema di misura di cui alla classe 1 della norma IEC 61672-1.

Oltre a quanto sopra specificato, sulla base delle indicazioni riportate in Appendice A alla norma UNI ISO 1996-2, al fine di acquisire dati di rumore riproducibili e rappresentativi del sito in esame corrispondentemente a condizioni prevalenti di propagazione favorevole e, allo stesso tempo, per ridurre al minimo le influenze delle variazioni meteo sulla propagazione del suono, le misure devono essere eseguite evitando il periodo dell'anno compreso tra il *15 maggio* e il *15 agosto*.

7.5. Misure supplementari.

Nelle situazioni in cui oltre all'impianto eolico vi sia presenza di altre sorgenti significative presso uno o più ricettori, la procedura da sola potrebbe non essere sufficiente a consentire la determinazione del contributo di rumore dell'impianto eolico con la necessaria accuratezza e precisione. In tali situazioni potrebbe essere necessario eseguire misure specifiche in prossimità del ricettore o della sorgente significativa al fine di caratterizzare acusticamente quest'ultima e sottrarre il suo contributo dal rumore ambientale misurato presso il ricettore interessato. A tale scopo si dovrebbe procedere, con la misure, come previsto dal DM 16/03/1998 e con le valutazioni con uno dei metodi previsti dalla norma UNI 10855:1996 tenendo conto dei effetti di propagazione secondo quanto indicato dalle UNI 9613-1, UNI 9613-2 e UNI ISO 1996-2.

8. Valutazione dei risultati e redazione del Report finale.

I dati ottenuti con l'indagine strumentale devono essere elaborati con le seguenti finalità:

- Creazione dei dati utili mediante la depurazione dei dati di misura da eventi anomali e/o accidentali (per es. perdita dati per pioggia, per vento eccessivo, per eventi spuri), scartando tutti i periodi di misura in cui si sono verificate condizioni non conformi a quelle indicate nel paragrafo 7.4 o comunque ritenute inidonee perché non riconducibili al rumore eolico, al rumore residuo tipico dell'area di indagine o al rumore indotto dal vento sulla vegetazione e gli edifici presenti. In ogni caso, per quanto concerne la validità dei dati rilevati in concomitanza ad eventi spuri, la misura nel periodo minimo di $10'$ è considerata accettabile se la frazione del tempo per cui si hanno dati validi sia superiore al 50% del tempo complessivo. Inoltre, devono essere scartati anche i dati all'interno dell'intervallo minimo di misura per i quali, uno o più dei parametri della serie necessari per definire il dato di misura non è disponibile (tranne il dato di temperatura, che in questa procedura è funzionale soltanto a verificare se le condizioni di utilizzo della strumentazione sono conformi ai limiti di tolleranza delle norme tecniche). I dati utili rimasti devono essere controllati per verificare la corrispondenza tra i periodi di campionamento dei diversi parametri ed indicatori (es. controllare eventuali sfasamenti temporali tra le acquisizioni delle diverse strumentazioni utilizzate).
- Creazione, per ogni postazione di misura, di grafici con il confronto tra gli andamenti temporali di: $L_{Aeq,10m}$; Velocità media sui $10'$ del vento all'hub per ogni aerogeneratore impattante; Velocità media di rotazione sui $10'$ delle pale per ogni aerogeneratore impattante. Naturalmente, i vari andamenti temporali dovranno essere adeguatamente sincronizzati.
- Creazione, per ogni postazione di misura, della banca dati consistente in una tabella nella quale ogni riga corrisponde ad un dato utile di $10'$, caratterizzato dalla data e dall'orario del rilevamento, e nelle colonne sono riportati, per ogni dato utile, i valori dei seguenti parametri

riferiti allo specifico intervallo di 10': $L_{Aeq,10m}$; Velocità media del vento a terra; Velocità media del vento all'hub per ogni aerogeneratore impattante; Velocità media di rotazione delle pale per ogni aerogeneratore impattante; Direzione prevalente del vento all'hub per ogni aerogeneratore impattante.

I soggetti che hanno condotto l'attività di monitoraggio devono redigere una relazione tecnica sull'attività svolta, contenente tutte le informazioni richieste sopra e nei paragrafi precedenti; in particolare, dovranno essere specificati i seguenti elementi:

- Estratti di mappa con indicazione dell'impianto indagato, dei punti di misura, dei ricettori;
- Posizionamento della strumentazione (con relativa documentazione fotografica);
- Descrizione della strumentazione utilizzata (modello, matricola, certificazioni di taratura);
- Riferimenti e intervalli temporali relativi alle misure svolte;
- Eventuali scostamenti dalla procedura di misura descritta nel presente documento con le corrispondenti motivazioni e con una stima delle conseguenze dello scostamento sulla precisione e accuratezza dei risultati;
- Valori limite applicabili ai ricettori oggetto di indagine e classificazione acustica dell'intera area interessata;
- Ulteriori dettagli sulle varie scelte di monitoraggio.
- Risultati strumentali raccolti in report come sopra dettagliato.
- Riferimenti e firma del tecnico competente in acustica ambientale che ha svolto le indagini e indicazione di eventuali osservatori e/o collaboratori presenti durante le indagini.

I risultati del monitoraggio, inoltre, devono essere presentati con un commento tecnico conclusivo che riassume la situazione acustica riscontrata per l'impianto e i ricettori indagati durante la campagna di indagine.

Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici

Delibera del Consiglio Federale
Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. N. 28/12

Parte II

Elaborazione dei dati di misura

Indice

1	Introduzione.....	3
2	Riferimenti normativi	3
3	Definizioni.....	3
4	Procedura di elaborazione dei dati.....	4
4.1.	Predisposizione della banca dati	5
4.2.	Prima stima del livello di rumore residuo al ricevitore per bassi valori del vento a terra.	6
4.3.	Avvio della procedura iterativa: Creazione delle matrici di calcolo.....	7
4.4.	Avvio della procedura iterativa: Matrice dei livelli di emissione al ricevitore.....	8
4.5.	Avvio della procedura iterativa: Matrice dei livelli di rumore residuo al ricevitore.	9
4.6.	Stima finale dei livelli di rumore residuo e dei livelli di emissione al ricevitore	10
4.7.	Verifica dei limiti normativi	12

1 Introduzione

Scopo del presente documento è di fornire una metodologia standard per l'elaborazione dei dati acquisiti secondo la procedura descritta nella prima parte delle Linee guida, al fine di ottenere una stima dei parametri necessari per il confronto con i limiti normativi di cui alla L. n. 447/95 e al D.P.C.M. 14/11/1997 e quindi per la verifica dell'impatto acustico prodotto durante l'esercizio di impianti eolici, anche ai fini del loro monitoraggio acustico. La metodologia descritta può anche essere presa a riferimento per l'elaborazione di un nuovo strumento normativo specifico per la sorgente costituita dai generatori eolici.

La procedura di elaborazione ed analisi qui proposta, permette di estrapolare dai dati di rumore misurati (livelli di rumore ambientale), il livello di rumore residuo e quello di emissione degli aerogeneratori, utili a determinare il livello differenziale senza necessità di interrompere il funzionamento dell'impianto. La componente di rumore residuo (che dipende dal vento a terra) e quella di emissione (che dipende dalla rotazione delle pale dell'aerogeneratore e quindi dal vento in quota) sono raramente tra loro correlate, soprattutto per orografie del terreno molto complesse. Inoltre, le varie configurazioni possibili di vento a terra e in quota si susseguono con frequenza casuale e difficilmente prevedibile, e ciò giustifica la necessità di una procedura di analisi apposita e di misure sufficientemente lunghe in modo da consentire una corretta inferenza statistica sulla base del campione di dati acquisito. Con questa procedura, quindi, è possibile selezionare, se esistono, i periodi di tempo per i quali, durante la misurazione, la combinazione di residuo ed emissione è stata tale da comportare un superamento dei limiti normativi.

Il descrittore di base individuato per la valutazione dell'impatto acustico secondo le presenti linee guida è il livello equivalente di pressione sonora, valutato su intervalli temporali contigui di 10' dopo aver eliminato gli eventi sonori spuri e gli effetti rilevanti legati alla presenza di altre sorgenti significative.

2 Riferimenti normativi

Oltre ai riferimenti normativi già elencati nella prima parte delle presenti Linee guida, si farà qui riferimento alle seguenti normative:

- S. Ljunggren – “Recommended practices for wind turbine testing. 10. Measurement of noise immission from wind turbines at noise receptor locations”, Department of Building Science, The Royal Institute of technology, Sweden , 1997.
- J. Kragh, B. Plovsing, B. Søndergaard – “Prediction of Wind Turbine Noise Propagation over Complex Terrain in All Kinds of Weather with Nord2000”, Proceedings of WTN Berlin 2005.
- G.P. van den Berg – “Effects of the wind profile at night on wind turbine sound”, Journal of Sound and Vibration, Volume 277, pag. 955-970, novembre 2004.
- EPA Australia – “Wind Farm environment noise guidelines”, 2009.
- New Zealand Standard – “Acoustics. Wind Farm Noise”, NZS 6808:2010.
- ETSU-R-97 – “The assessment & rating of Noise from wind farm”, 1996.

3 Definizioni

Oltre alle definizioni già elencate nella prima parte delle presenti Linee guida, si farà qui riferimento alle seguenti definizioni:

$L_{Aeq,10min}$ – Livello equivalente di pressione sonora ponderato A, valutato sull'intervallo temporale di 10'. Gli intervalli temporali devono essere contigui e non sovrapposti.

N_i – Velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore i -esimo mediata sull'intervallo di 10' espressa in numero di giri al minuto (rpm) e riferita agli stessi intervalli temporali su cui è stato calcolato il $L_{Aeq,10min}$.

$N_{eq,i}$ – Velocità di rotazione equivalente (espressa in *rpm*) da associare a ciascun aerogeneratore nell'intervallo di 10'. Rappresenta la velocità di rotazione che, a parità di rumore misurato al ricettore, avrebbe l'aerogeneratore *i*-esimo se si trovasse nella stessa posizione dell'aerogeneratore più vicino. Questo parametro si calcola secondo la seguente espressione:

$$N_{eq,i} = N_i \left(\frac{r_{min}}{r_i} \right)^{2/5} K_i C_i$$

dove:

r_i = distanza in metri (misurata in proiezione orizzontale) tra l'aerogeneratore *i*-esimo e il ricettore considerato;

r_{min} = distanza minima in metri (misurata in proiezione orizzontale) tra il ricettore e l'aerogeneratore più vicino;

$K_i = 10^{\alpha(r_{min}-r_i)}$ = fattore di propagazione che tiene conto dell'assorbimento atmosferico e dell'effetto suolo nei diversi percorsi delle onde sonore dai vari aerogeneratori al ricettore; il parametro α è uguale a $10^{-4} m^{-1}$ nel caso di siti ad orografia complessa (aree collinari o montane con avvallamenti e con copertura di boschi o foreste) ed è uguale a $6 \times 10^{-5} m^{-1}$ nel caso di siti ad orografia semplice (zone prevalentemente pianeggianti con copertura mista);

C_i = fattore meteo che tiene conto dell'influenza della direzione del vento e dell'inversione termica notturna nella propagazione del rumore dai vari aerogeneratori verso il ricettore; il valore di C_i si ricava dalla seguente espressione:

$$C_i = 1 + \gamma \cos(\theta_i^0 - \theta_i)$$

dove: γ deve essere posto uguale a 0,2 nel periodo diurno e uguale a 0,1 nel periodo notturno; θ_i^0 rappresenta l'angolo tra il nord geografico e la direzione *ricettore-aerogeneratore i-esimo*; θ_i è l'angolo tra il nord geografico e la direzione prevalente (nell'intervallo di 10 minuti) di provenienza del vento misurata all'hub dell'*i*-esimo aerogeneratore (ad esempio, per vento proveniente da SE, $\theta_i = 135^\circ$). Entrambi gli angoli sono da riferire con verso positivo in senso orario. Per il periodo notturno si è assunto che, mediamente, l'inversione termica compensa in parte l'influenza del vento.

$N_{eq,TOT}$: Velocità di rotazione equivalente totale (in *rpm*); corrisponde alla velocità di rotazione virtuale che dovrebbe avere un singolo aerogeneratore, posto nella posizione dell'aerogeneratore più vicino al ricettore, per produrre gli stessi livelli di emissione sonora dell'insieme di tutti gli aerogeneratori impattanti del parco eolico; rappresenta il parametro a cui devono essere riferiti i valori di emissione al ricettore stimati per l'impianto eolico e si calcola mediante la seguente espressione:

$$N_{eq,TOT} = \sqrt[5]{\sum_i (N_{eq,i})^5}$$

Il risultato ottenuto con la precedente espressione **deve essere arrotondato all'intero più vicino**

4 Procedura di elaborazione dei dati

La procedura di elaborazione proposta consiste nell'applicazione successiva delle fasi qui di seguito descritte all'insieme dei dati utili creati sulla base delle indicazioni fornite nella prima parte delle presenti linee guida. La procedura si applica esclusivamente ai dati utili acquisiti durante le misure in esterno che, come specificato al paragrafo 7 della prima parte delle Linee guida, possono essere eseguite sia per la verifica dei limiti assoluti sia per la verifica del limite differenziale con l'ausilio di misure contemporanee in ambiente interno. Le elaborazioni dei dati per quest'ultimo tipo di verifica si svolgono con le modalità descritte al successivo paragrafo 4.6.

4.1. Predisposizione della banca dati

Dopo aver selezionato il ricettore presso cui eseguire le valutazioni, è necessario individuare gli aerogeneratori impattanti considerando i criteri indicati nelle definizioni, cioè quelli di visibilità e di distanza ricettore-aerogeneratore inferiore a 1 km.

Successivamente, devono essere create due tabelle di dati dividendo i risultati relativi ai rilevamenti nei periodi diurni (06:00 ÷ 22:00) da quelli relativi ai periodi notturni (22:00 ÷ 06:00) e in ogni tabella devono essere riportate tutte le informazioni utili alle elaborazioni. In particolare, in Figura 1 è illustrato un esempio di impostazione della banca dati che può essere utile per il calcolo dell' $N_{eq,TOT}$ nel caso di tre aerogeneratori impattanti (denominati 8, 9 e 10).

ID	Data e ora misura	Leq mis	V vento suolo	N8	N9	N10	Neq 8	Neq 9	Neq 10	8 pond dir	9 pond dir	10 pond dir	8 dir	9 dir	10 dir	Neq TOT
1	mar 05/07/11 22.00.00	43,0	1,8	11,84	0	11,83	5,9188	0	13,0052	0,96521906	0,98677436	1,099154707	277,5	348	340,745	14
2	mar 05/07/11 22.10.00	43,5	1,3	11,83	0	11,82	5,9157	0	12,9583	0,96521906	0,98677436	1,096174131	277,5	348	332,3	14
3	mar 05/07/11 22.20.00	43,7	0,9	11,84	0	11,82	5,9157	0	12,9706	0,96470142	0,98677436	1,097214538	277,8	348	334,645	14
4	mar 05/07/11 22.30.00	43,5	0,4	11,78	0	11,8	5,7877	0	10,8968	0,9684351	0,98677436	0,906648213	287,4	348	189,21	12
5	mar 05/07/11 22.40.00	42,1	0,4	11,72	0	11,01	5,6732	0	12,0824	0,95442916	0,98677436	1,097437006	296,11	348	1,2	13
6	mar 05/07/11 22.50.00	42,9	0,9	10,98	0	9,915	5,2999	0	10,8814	0,95151904	0,98677436	1,097437006	298	348	1,2	11
7	mar 05/07/11 23.00.00	43,0	0,9	11,77	0	11,74	5,8825	0	10,8977	0,95151904	0,98677436	0,91133521	298	348	140,655	12
8	mar 05/07/11 23.10.00	43,8	0,4	11,84	0	11,42	5,5748	0	11,804	0,9281206	0,98677436	1,033652008	314,96	348	58,535	12
9	mar 05/07/11 23.20.00	42,2	0,0	11,83	0	11,8	5,5418	0	12,8844	0,92294868	0,98677436	1,091495967	319,4	348	12	13
10	mar 05/07/11 23.30.00	43,2	0,0	11,84	0	11,84	5,5448	0	12,8263	0,92294868	0,98677436	1,083451144	319,4	348	21,635	13
11	mar 05/07/11 23.40.00	43,2	0,0	11,83	0	11,83	5,4937	0	12,6767	0,91494183	0,98677436	1,071587555	327,28	348	32,485	13
12	mar 05/07/11 23.50.00	43,5	0,0	11,83	0	11,84	5,4872	0	12,6009	0,91419351	0,98677436	1,064599076	328,1	348	37,96	13
13	mer 06/07/11 00.00.00	41,3	0,4	11,84	0	11,84	5,4922	0	12,7223	0,91419351	0,98677436	1,074663818	328,1	348	29,9	13
14	mer 06/07/11 00.10.00	40,3	0,0	11,84	0	11,83	5,4902	0	12,59	0,91419351	0,98677436	1,064445733	328,1	348	38,075	13
15	mer 06/07/11 00.20.00	39,8	0,0	11,83	0	11,83	5,4853	0	12,566	0,91419351	0,98677436	1,06184084	328,1	348	40	13
16	mer 06/07/11 00.30.00	39,2	0,4	11,83	0	11,83	5,4892	0	12,5569	0,91419351	0,98677436	1,06184084	328,1	348	40	13
17	mer 06/07/11 00.40.00	39,0	0,4	11,91	0	11,83	5,4928	0	12,5592	0,90875225	0,98677436	1,06184084	334,85	348	40	13
18	mer 06/07/11 00.50.00	39,3	0,0	11,83	0	11,83	5,4413	0	12,566	0,90621111	0,98677436	1,06184084	338,7	348	40	13
19	mer 06/07/11 01.00.00	39,1	0,0	11,83	0	11,84	5,4393	0	12,5727	0,90621111	0,98677436	1,06184084	338,7	348	40	13
20	mer 06/07/11 01.10.00	40,8	0,0	11,83	0	11,83	5,4344	0	12,5669	0,90621111	0,98677436	1,06184084	338,7	348	40	13

Figura 1 – Esempio di organizzazione dei dati utili per il calcolo di $N_{eq,TOT}$.

Dopo il calcolo dell' $N_{eq,TOT}$ per ogni dato utile (cioè per ogni intervallo di 10 minuti valido), la banca dati può essere riorganizzata nel modo illustrato nell'esempio riportato nella seguente figura.

ID	Data e ora misura	Leq arroton.	V vento suolo (m/s)	Neq TOT
1	mar 05/07/11 22.00.00	43,0	2,0	14
2	mar 05/07/11 22.10.00	43,5	1,0	14
3	mar 05/07/11 22.20.00	43,5	1,0	14
4	mar 05/07/11 22.30.00	43,5	0,0	12
5	mar 05/07/11 22.40.00	42,0	0,0	13
6	mar 05/07/11 22.50.00	43,0	1,0	11
7	mar 05/07/11 23.00.00	43,0	1,0	12
8	mar 05/07/11 23.10.00	44,0	0,0	12
9	mar 05/07/11 23.20.00	42,0	0,0	13
10	mar 05/07/11 23.30.00	43,0	0,0	13
11	mar 05/07/11 23.40.00	43,0	0,0	13
12	mar 05/07/11 23.50.00	43,5	0,0	13
13	mer 06/07/11 00.00.00	41,5	0,0	13
14	mer 06/07/11 00.10.00	40,5	0,0	13
15	mer 06/07/11 00.20.00	40,0	0,0	13

Figura 2 – Esempio di organizzazione dei dati utili per l'avvio della procedura.

In figura è evidenziata anche la necessità di approssimare all'intero più vicino i dati di velocità del vento al suolo e di $N_{eq,TOT}$ e di approssimare a 0,5 dB i dati relativi al $L_{Aeq,10min}$.

L'intera procedura descritta dovrà essere eseguita indipendentemente sia per i dati diurni che per quelli notturni.

4.2. Prima stima del livello di rumore residuo al ricettore per bassi valori del vento a terra.

Il primo passo è quello di individuare i periodi di misura durante i quali il contributo dell'emissione degli aerogeneratori al ricettore è trascurabile rispetto al rumore residuo presente. A tale scopo è necessario procedere raggruppando i dati utili per cui $N_{eq,TOT} = x$, dove x è un intero che varia da 0 a N = valore massimo di $N_{eq,TOT}$. Partendo da $x = 0$, per tutti gli x si calcoli la media energetica (L_x) degli n_x valori di $L_{Aeq,10min}$ misurati compresi nel gruppo x :

$$L_x = 10 \log \frac{1}{n_x} \sum_{i=1}^{n_x} 10^{0,1 L_{Aeq10, min, i}}$$

Successivamente, si calcolino le medie energetiche cumulative $L_{cum,x}$ al variare di x , secondo la seguente espressione:

$$L_{cum,x} = 10 \log \frac{1}{1+x} \sum_{j=0}^x 10^{0,1 L_{xj}}$$

Tutti i valori risultanti di L_x e di $L_{cum,x}$ devono essere arrotondati a 0,5 dB(A).

Si assume che il contributo dell'emissione degli aerogeneratori al ricettore comincia ad essere significativo rispetto al rumore residuo quando $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$, dove \bar{x} = soglia di attivazione e corrisponde al primo valore di x per cui $L_x - L_{cum,x} > 2$ dB(A) per almeno due valori di x consecutivi, con la condizione, sempre valida, $\bar{x} > 3$ rpm.

In Figura 3 è riportato un esempio grafico di ricerca della soglia di attivazione e la corrispondente tabella di verifica.

Ai fini della procedura, quindi, si assume che per $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ l'impianto eolico non produce emissioni sonore significative presso il ricettore; pertanto, si può ipotizzare che i livelli di rumore misurati in tali condizioni forniscano una prima approssimazione dei livelli di rumore residuo dell'area i quali dipenderanno, oltre che dalla rumorosità di fondo del sito, anche dalla velocità V del vento al suolo (a causa dell'interazione del vento con vegetazione, edifici, e strutture varie).

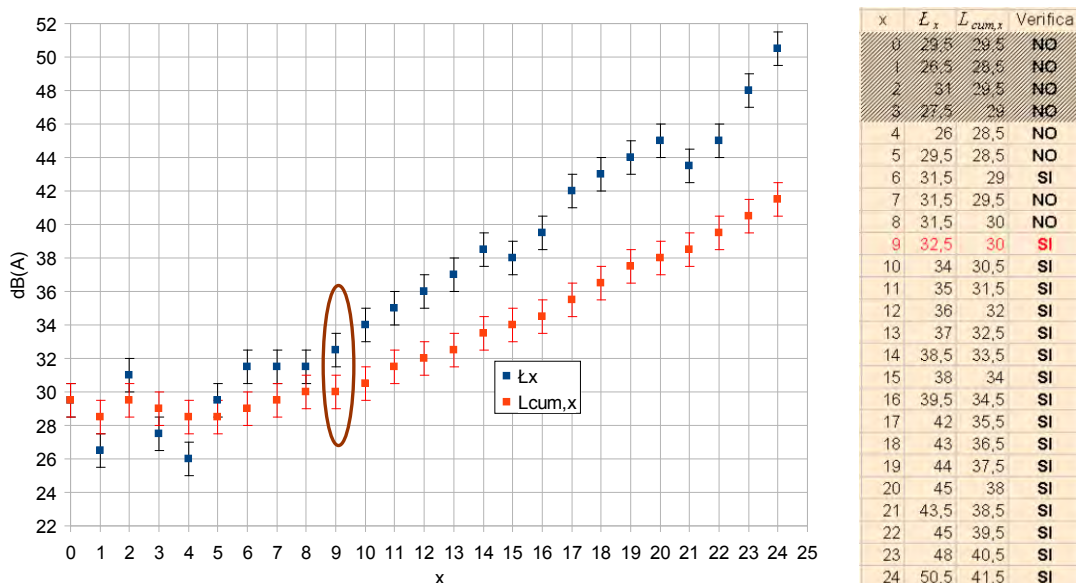


Figura 3: Esempio di verifica della “soglia di attivazione” dell'impianto eolico presso il ricettore.

4.3. Avvio della procedura iterativa: Creazione delle matrici di calcolo.

Dopo aver determinato il valore di \bar{x} , è necessario comporre, sia per il periodo notturno che per quello diurno, la coppia di matrici di dati da utilizzare per i calcoli iterativi. Le caselle di tutte le matrici sono individuate dagli indici x e k corrispondenti ai valori di $N_{eq,TOT} = x$ (con x che varia da \bar{x} a x_{max}) e di $V = k$ (con k che assume valori interi da 0 a 5 m/s).

La prima matrice (**Matrice delle medie energetiche**) è composta da una prima riga contenente le medie energetiche degli $n_{0,k}$ valori di $L_{Aeq,10min}$ relativi ai dati con $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ e $V = k$. **I gruppi composti da un dato singolo ($n_{0,k} = 1$) devono essere eliminati e quindi non partecipano alla procedura.** Le caselle delle righe successive della matrice sono occupate dalle medie energetiche degli $n_{x,k}$ valori di $L_{Aeq,10min}$ corrispondenti a $N_{eq,TOT} = x$ e velocità del vento al ricettore $V = k$. (anche in questo caso **vale la condizione $n_{x,k} > 1$**).

Il numero complessivo di caselle della matrice sarà, quindi, $[(2 + x_{max} - \bar{x}) \times (k + 1)]$ ma solo quelle per cui $n_{x,k} > 1$ saranno occupate da un numero.

In sintesi, si procede secondo le seguenti fasi:

- Selezionare tutti i dati utili corrispondenti al periodo (notturno o diurno) considerato;
- selezionare i dati utili con $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ e $V = k$ ($k = 0, 1, \dots$);
- calcolare le medie energetiche $L_{0,k}$ dei valori di $L_{Aeq,10min}$ degli $n_{0,k}$ dati utili compresi nei k gruppi selezionati con $n_{0,k} > 1$ (in questa fase, difficilmente k sarà superiore a 3 m/s) e approssimare il risultato della media all'intero più vicino:

$$L_{0,k} = 10 \log \frac{1}{n_{0,k}} \sum_{j=1}^{n_{0,k}} 10^{0,1 L_{Aeq10, min, j}}$$

- selezionare i gruppi di dati utili con $N_{eq,TOT} = x$ (per $x \geq \bar{x}$) e $V = k$,
- calcolare le medie energetiche $L_{x,k}$ dei valori di $L_{Aeq,10min}$ degli $n_{x,k}$ dati utili compresi nei gruppi selezionati con $n_{x,k} > 1$ e approssimare il risultato della media all'intero più vicino:

$$L_{x,k} = 10 \log \frac{1}{n_{x,k}} \sum_{j=1}^{n_{x,k}} 10^{0,1 L_{Aeq10, min, j}}$$

- disporre i risultati in forma matriciale con le righe individuate dai valori di x e le colonne dai valori di k . In Figura 4 è riportato un esempio di matrice realizzata secondo la procedura sopra descritta.

		Medie energetiche (diurno)		Vvento			
		0	1	2	3	4	5
Neq	<9	31	31				
	9	32	34				
	10	35	32	38			
	11	35	35				
	12	36	35	39			
	13	38	36	38			
	14	39	38	39			
	15	38	38	39	40		
	16	38	40	40	44		
	17	39	41	43	47		
	18	40	42	43			
	19	40	41	45	45		
	20	41	40	44	47		
	21			42	43		
	22			42	44		54
23			44	46	47	53	
24				47	50	53	

Figura 4: Esempio di Matrice delle medie energetiche. I valori numerici indicati (in dB(A)) corrispondono alle medie energetiche $L_{x,k}$ dei valori di $L_{Aeq,10min}$ del gruppo di dati utili con $N_{eq,TOT} = x$ e $V = k$.

La seconda matrice (Matrice delle occorrenze) si imposta allo stesso modo di quella delle medie energetiche ed il valore numerico da inserire nelle celle corrisponde al numero $n_{x,k}$ di dati utili che concorrono al calcolo delle medie energetiche. Anche in questo caso la prima riga deve contenere i valori di $n_{0,k}$ corrispondenti ai dati con $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ e $V = k$ e, per tutte le caselle, devono essere inseriti solo valori di $n > 1$.

In Figura 5 è riportato un esempio di Matrice delle occorrenze realizzata come sopra indicato.

	Occorrenze (diurno)					Vvento						
	0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5
<9	377	57										
9	80	26										
10	58	33	2									
11	32	24										
12	28	37	2									
13	41	33	5									
14	43	38	15									
Neq	15	29	38	9	2							
	16	12	35	17	2							
	17	9	74	41	2							
	18	7	51	80								
	19	5	32	99	4							
	20	4	10	31	23							
	21			22	19							
	22			16	18							2
	23			5	27					13		7
	24								17	11		15

Figura 5: Esempio di Matrice delle occorrenze. I valori numerici indicati corrispondono al numero di dati utili compresi nel gruppo con $N_{eq,TOT} = x$ e $V = k$.

4.4. Avvio della procedura iterativa: Matrice dei livelli di emissione al ricettore.

Si è visto che, in prima approssimazione, il rumore residuo al ricettore per basse velocità del vento al suolo può essere posto uguale ai valori riportati nella prima riga della matrice delle medie energetiche. La prima stima dell'emissione al ricettore si ottiene, quindi, sottraendo energeticamente i valori $L_{0,k}$ (della prima riga) dai valori $L_{x,k}$, con uguale k , di tutte le altre righe della matrice riportando i risultati in una nuova matrice (*Matrice Emissione*). In altre parole, si procede come segue:

- a) calcolare le differenze energetiche $L_{E,x,k}$ tra i valori $L_{x,k}$ e $L_{0,k}$ per ogni $x \geq \bar{x}$ e ogni k :

$$L_{E,x,k} = 10 \log(10^{0,1 L_{x,k}} - 10^{0,1 L_{0,k}})$$

- b) nei casi in cui $L_{x,k} \leq L_{0,k}$, porre $L_{E,x,k} = L_{x,k} - 10$ (si ricordi che sia $L_{x,k}$ che $L_{0,k}$ sono stati arrotondati all'intero più vicino);
c) approssimare il valore di $L_{E,x,k}$ alla prima cifra decimale;
d) costruire con i risultati ottenuti la matrice emissione (si veda l'esempio in Figura 6a) individuando, anche in questo caso, le caselle con gli indici x e k ma tralasciando la riga 0 (cioè quella corrispondente a $x < \bar{x}$);
e) calcolare i valori di emissione $L_{E,x}$ per ogni $x \geq \bar{x}$ utilizzando la seguente espressione con i dati riportati nella Matrice delle occorrenze e nella Matrice emissione:

$$L_{E,x} = 10 \log\left(\frac{1}{n_x} \sum_{k=0}^{\bar{k}} n_{x,k} 10^{0,1 L_{E,x,k}}\right)$$

dove $n_x = \sum_{k=0}^{\bar{k}} n_{x,k}$ e \bar{k} ricorda di considerare soltanto i valori di k per i quali $L_{0,k} \neq 0$.

- f) arrotondare i risultati ottenuti per $L_{E,x}$ all'intero più vicino.

È molto probabile che la prima stima dell'emissione ottenuta secondo la procedura sopra descritta non fornisca un valore per tutti i valori di x utili (si veda l'esempio in Figura 6b). Ciò è legato al fatto che la prima stima di residuo utilizzata per il calcolo non è completa per tutti valori k di velocità del vento a terra ma solo per i valori più bassi.

	Emissione		Vvento				
	0	1	2	3	4	5	
<9							
9	25,1	31,0					
10	32,8	25,1					
11	32,8	32,8					
12	34,3	32,8					
13	37,0	34,3					
14	38,3	37,0					
Neq	15	37,0	37,0				
	16	37,0	39,4				
	17	38,3	40,5				
	18	39,4	41,6				
	19	39,4	40,5				
	20	40,5	39,4				
	21						
	22						
	23						
	24						

	Totale
Neq	Emissione
9	27
10	31
11	33
12	33
13	36
14	37
15	36
16	37
17	38
18	38
19	35
20	33
21	0
22	0
23	0
24	0

Figura 6: a) Esempio di Matrice emissione ottenuta con il primo passo della procedura; b) esempio di prima stima dei livelli di emissione al variare dei valori di N_{eq} .

4.5. Avvio della procedura iterativa: Matrice dei livelli di rumore residuo al ricettore.

È ora necessario calcolare la *Matrice Residuo* utilizzando i valori di emissione precedentemente ottenuti. La procedura da seguire è simmetrica rispetto a quella sopra descritta e può essere così schematizzata:

- a) calcolare le differenze energetiche $L_{R,x,k}$ tra i valori $L_{x,k}$ della Matrice delle medie energetiche e i valori di $L_{E,x}$ prima calcolati per ogni k e per ogni $x \geq \bar{x}$:

$$L_{R,x,k} = 10 \log(10^{0,1 L_{x,k}} - 10^{0,1 L_{E,x}})$$

- b) nei casi in cui $L_{x,k} \leq L_{E,x}$, porre $L_{R,x,k} = L_{x,k} - 10$ (si ricordi che sia $L_{x,k}$ che $L_{E,x}$ sono stati arrotondati all'intero più vicino);
- c) approssimare il valore di $L_{R,x,k}$ alla prima cifra decimale;
- d) costruire con i risultati ottenuti la *Matrice Residuo* (si veda l'esempio in Figura 7a) individuando le caselle con gli indici x e k e inserendo nella riga 0 (cioè quella corrispondente a $x < \bar{x}$) i valori di $L_{0,k}$ (la prima riga della Matrice residuo sarà, quindi, sempre identica alla prima riga della Matrice delle medie energetiche $\rightarrow L_{R,0,k} = L_{0,k}$);
- e) calcolare i valori di residuo $L_{R,k}$ per ogni k utilizzando la seguente espressione con i dati riportati nella Matrice delle occorrenze e nella Matrice residuo:

$$L_{R,k} = 10 \log \frac{1}{n_k} \sum_{x=0}^{x_{max}} n_{x,k} 10^{0,1 L_{R,x,k}}$$

dove $n_k = \sum_{x=0}^{x_{max}} n_{x,k}$ assumendo che per $x = 0$ si identificano le caselle con $x < \bar{x}$ e che devono essere considerati soltanto i valori di x per i quali $L_{E,x} \neq 0$;

f) arrotondare i risultati ottenuti per $L_{R,k}$ all'intero più vicino.

È possibile che la seconda stima del residuo ottenuta secondo la procedura sopra descritta non fornisca ancora un valore per tutti i valori di k utili (si veda l'esempio in Figura 7b).

	Residuo		Vvento				
	0	1	2	3	4	5	
<9	31,0	31,0					
9	30,3	33,0					
10	32,8	25,1	37,0				
11	30,7	30,7					
12	33,0	30,7	37,7				
13	33,7	26,0	33,7				
14	34,7	31,1	34,7				
Neq	33,7	33,7	36,0	37,8			
16	31,1	37,0	37,0	43,0			
17	32,1	38,0	41,3	46,4			
18	35,7	39,8	41,3				
19	38,3	39,7	44,5	44,5			
20	40,3	39,0	43,6	46,8			
21							
22							
23							
24							

Vvento	0	1	2	3	4	5
Totale						
Residuo	32	36	42	41		

Figura 7: a) Esempio di Matrice residuo ottenuta con i primi passi della procedura; b) esempio di prima stima dei livelli di rumore residuo al variare dei valori di V_{vento} al suolo.

4.6. Stima finale dei livelli di rumore residuo e dei livelli di emissione al ricettore

Nella parte successiva della procedura è necessario affinare le stime eseguite iterando le due fasi precedenti dalla a) alla f) fino a quando i valori dei dati non si stabilizzano. In particolare, una volta ottenuta la stima dei dati di rumore residuo per ogni valore di vento a terra, tali dati dovranno essere utilizzati per ripetere le fasi di calcolo della curva di emissione e viceversa. È importante tenere presente che per la reiterazione della procedura dovranno essere considerati, per il calcolo dell'emissione, tutti i dati utili con $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$ mentre per il calcolo del residuo tutti i dati utili senza alcuna restrizione ($k = 0, 1, \dots, 5$ m/s). Infatti, sulla base delle assunzioni fatte all'inizio della procedura, l'impianto eolico produce un'emissione significativa al ricettore solo per $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$, mentre per $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ il rumore residuo è preponderante ed è sempre presente durante tutte le misure a prescindere dal valore assunto da $N_{eq,TOT}$ oppure da V . Alla fine della procedura si ottengono le versioni definitive delle matrici Residuo ed Emissione e ad esse si associano le stime finali degli andamenti del livello di rumore residuo, in funzione della velocità del vento al suolo, e del livello di emissione, in funzione del Neq (si vedano gli esempi in Figura 8).

Per quanto riguarda il livello di emissione, può capitare, in impianti multi-aerogeneratore e in relazione alla complessità orografica e meteorologica del sito in esame, che l'andamento presenti forti oscillazioni in corrispondenza di alcuni valori di $N_{eq,TOT}$ che possono essere dovuti al fatto che durante il periodo di misura gli effetti di direzione del vento e di inversione termica non sono stati sufficientemente uniformi per tutti gli aerogeneratori. Al fine di compensare queste oscillazioni e per rendere più generali le valutazioni fatte in merito all'associazione tra la rotazione equivalente delle pale e i livelli di emissione al ricettore, deve essere eseguito un fit col metodo dei minimi quadrati dei dati di emissione calcolati utilizzando, in prima istanza, una funzione del tipo:

$$L_{E,x,teor} = A * \ln x + B$$

Nei casi più complessi in cui il fit con la curva sopra suggerita producesse valori del coefficiente di determinazione R^2 non accettabili (come valore di riferimento può essere preso 0,7), possono essere utilizzate curve polinomiali di grado non superiore al 3°. Se il fit continua ad essere poco attendibile, allora dovranno essere ripetute le misure o si dovrà controllare il processo di ripulitura dei dati da eventi anomali.

Il fit dovrà essere eseguito utilizzando soltanto i livelli di emissione per cui $n_x > 10$ e $L_{E,x} \geq \min\{L_{R,k}\} - 10 \text{ dB(A)}$ (devono valere entrambe le condizioni). In altre parole, devono essere eliminati i dati di emissione che risultano trascurabili rispetto ai minimi livelli di rumore residuo rilevati al ricettore e quelli per cui esiste un numero di dati insufficiente per un adeguato grado di validità statistica.

La curva di fit così ottenuta (si veda l'esempio in figura 9) dovrà essere utilizzata per la verifica del limite normativo di emissione.

Emissione		Vvento					Neq	Totale Emissione
	0	1	2	3	4	5		
<9								
9	22,0	27,1					9	
10	32,0	22,0	28,0				10	
11	32,0	30,7					11	
12	33,8	30,7	29,0				12	
13	36,7	33,0	28,0				13	
14	38,0	36,3	29,0				14	
15	36,7	36,3	29,0	30,0			15	
16	36,7	39,0	33,1	37,1			16	
17	38,0	40,3	40,8	44,8			17	
18	39,3	41,4	40,8				18	
19	39,3	40,3	43,7	40,7			19	
20	40,4	39,0	42,3	44,8			20	
21			39,0	33,0			21	
22			39,0	37,1		49,7	22	
23			42,3	43,0	40,1	46,1	23	
24				44,8	47,8	46,1	24	

Residuo	Vvento					
	0	1	2	3	4	5
<9	31,0	31,0				
9	31,3	33,5				
10	33,3	27,7	37,3			
11	32,8	32,8				
12	33,8	32,0	38,0			
13	35,0	29,1	35,0			
14	34,7	31,1	34,7			
15	33,7	33,7	36,0	37,8		
16	28,0	35,7	35,7	42,7		
17	29,0	34,1	40,0	46,0		
18	30,0	35,1	38,7			
19	30,0	31,0	40,7	40,7		
20	31,0	30,0	37,1	44,8		
21			40,3	41,7		
22				35,1	41,0	53,8
23				37,1	43,0	44,8
24					40,1	47,8

Totale Residuo		0	1	2	3	4	5
		32	33	39	43	46	52

Figura 8: Esempi di Matrice residuo e Matrice emissione ottenuti a fine procedura; sono riportati anche i risultati ottenuti per gli andamenti del livello di emissione e del livello residuo al ricettore al variare di x e k .

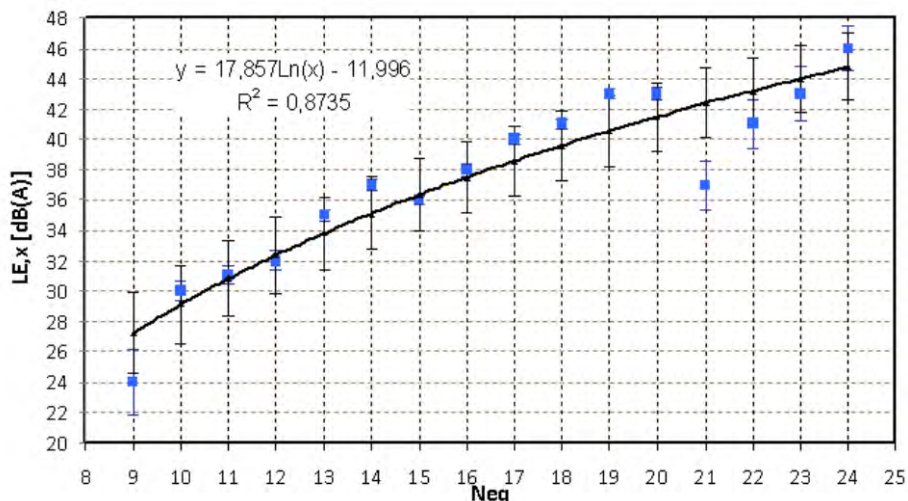


Figura 9: Esempio di curva di fit ottenuta con il metodo dei minimi quadrati applicato ai valori di emissione ricavati con la procedura di calcolo.

4.7. Verifica dei limiti normativi

a) Valori limite di immissione assoluti

I livelli di immissione acustica al ricettore (livello di rumore ambientale) si ottengono direttamente dai risultati delle misure strumentali eseguendo la media logaritmica dei livelli ambientali $L_{Aeq,10min}$, dopo che sono stati ripuliti dagli eventi sonori e meteo anomali, per tutti i dati utili suddivisi in periodo diurno e periodo notturno:

$$L_{A,TR} = 10 \log \frac{1}{n_{TR}} \sum_{j=1}^{n_{TR}} 10^{0,1 L_{Aeq,10min j}}$$

dove n_{TR} è il numero di dati utili validi compresi in tutti i periodi TR (divisi in diurni e notturni) dei giorni di misura (si ricorda che il numero minimo di giorni di misura è 14). Vale la condizione che, pur tenendo conto della necessità di scartare alcuni dati durante il processo di pulizia degli stessi, n_{TR} non deve essere inferiore a 1000 per il periodo diurno e a 500 per il periodo notturno; ciò al fine di comprendere un insieme statisticamente rappresentativo della variabilità delle condizioni di ventosità al suolo e in quota che sono la principale causa dei livelli di rumore presenti.

b) Valori limite di emissione

Per la verifica dei limiti di emissione in esterno è necessario tenere presente che i dati utili corrispondenti a $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ non hanno alcun contributo emissivo e quindi non contribuiscono al livello ambientale ma soltanto a quello residuo. Conseguentemente, per la verifica del rispetto dei valori limite di emissione dovrà essere eseguita la media logaritmica dei livelli di emissione teorici della curva di fit calcolati per tutti i dati utili con $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$ suddivisi in periodo diurno e periodo notturno:

$$L_{E,TR} = 10 \log \frac{1}{n_{TR}} \sum_{x=\bar{x}}^{x_{max}} n_x 10^{0,1 L_{E,x}}$$

Anche in questo caso n_{TR} è il numero complessivo teorico massimo dei campioni da 10' (nel caso fossero tutti validi) compresi nei periodi TR (diurni o notturni) dei giorni di misura; valgono sempre le condizioni $n_{TR} \geq 1000$ per il periodo diurno e $n_{TR} \geq 500$ per il periodo notturno.

c) Valori limite differenziali di immissione

La verifica del limite differenziale deve essere eseguita, ai sensi del D.P.C.M. 14/11/1997 e del D.M. 16/03/1998, all'interno degli ambienti abitativi. A tal fine, in base alla presente procedura, devono essere eseguite misure in contemporanea sia in esterno che in interno all'ambiente da esaminare con la procedura e le modalità descritte al paragrafo 7 della prima parte delle Linee guida. La verifica del rispetto del limite differenziale nel caso di impianti eolici si esegue soltanto nella condizione ad infissi aperti.

Per quanto riguarda l'elaborazione dei dati acquisiti con la misura in esterno all'ambiente abitativo di verifica, si deve procedere come descritto nei paragrafi precedenti fino ad ottenere i valori dei livelli di rumore residuo esterni in funzione delle classi di velocità del vento k . Successivamente, l'insieme dei dati utili deve essere suddiviso nei due periodi diurno e notturno e nelle 6 classi di vento a terra ($k = 0, 1, \dots, 5$ m/s). Infatti, i livelli di rumore residui sono fortemente legati alla ventosità presente presso il ricettore al momento della verifica.

Per ogni valore $V = k$ del vento a terra si calcoli il livello di rumore ambientale esterno $L_{Aext,k}$ dato da:

$$L_{Aext,k} = 10 \log \frac{1}{n_k} \sum_{j=1}^{n_k} 10^{0,1 L_{Aeq10min,kj}}$$

dove n_k è il numero di dati utili nel periodo TR (diurno o notturno) con $V = k$ e $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$. La stima del livello di rumore residuo in esterno per ogni classe di vento a terra $L_{Rext,k}$, può essere ricavata utilizzando il risultato ottenuto a seguito delle iterazioni previste dalla procedura. Al fine di garantire la necessaria precisione e significatività statistica del risultato, sono ritenuti validi per la verifica del limite differenziale, **solo i valori di $L_{Aext,k}$ e di $L_{Rext,k}$ per cui $n_k \geq 20$** .

A questo punto, è necessario dedurre una stima dei livelli di rumore interni sulla base dei livelli di rumore esterni (L_{ext}) e dei risultati delle misure brevi eseguite in interno (L_{int}). A tal fine si procede eseguendo la differenza algebrica $D = L_{ext} - L_{int}$ dei valori di $L_{Aeq,10min}$ misurati in contemporanea in esterno ed in interno in ognuna delle condizioni dalla a alla d elencate al paragrafo 7.3 della Parte 1 delle Linee guida. Si esegua, poi, la media algebrica M delle differenze corrispondenti ai 3 (o più) dati utili misurati nella medesima condizione (si ricordi che per ognuna delle condizioni dalla a alla d è necessario acquisire almeno 30 minuti di misura). Tali medie (indicate con M_a, \dots, M_d) devono essere sottratte, secondo lo schema di Tabella 1, ai valori corrispondenti di $L_{Aext,k}$ e di $L_{Rext,k}$ determinati in esterno al fine di ottenere i corrispondenti valori $L_{Aint,k}$ e di $L_{Rint,k}$ nel punto di misura interno all'ambiente abitativo.

Tabella 1 – Determinazione dei livelli di rumore interni all'ambiente abitativo.

	Livello di rumore ambientale	Livello di rumore residuo
$k = 0, 1, 2$	$L_{Aint,k} = L_{Aext,k} - M_b$	$L_{Rint,k} = L_{Rext,k} - M_a$
$k = 3, 4, 5$	$L_{Aint,k} = L_{Aext,k} - M_d$	$L_{Rint,k} = L_{Rext,k} - M_c$

Sulla base dei risultati ottenuti applicando la Tabella 1, il confronto con i limiti di legge si effettua eseguendo la differenza algebrica $L_{Dk} = L_{Aint,k} - L_{Rint,k}$ per ogni k .

Il limite si considera rispettato solo se, per tutte le velocità del vento a terra ($k = 0, 1, \dots, 5$ m/s), il valore di L_{Dk} non è superiore al limite stesso. Valgono le condizioni di applicabilità per i valori limite differenziali di immissione di cui all'art. 4, comma 2, del D.P.C.M. 14/11/1997. A tal fine, l'applicabilità si valuta per ogni valore k della velocità del vento a terra; pertanto, se il valore $L_{Aint,k}$ per la classe di velocità del vento k , calcolato con la precedente espressione, è inferiore alla soglia di applicabilità, il limite differenziale non è da considerare applicabile per quella classe di velocità del vento ma potrebbe essere applicabile per le altre classi di vento.

La Figura 10 riporta un esempio di andamento dei livelli di rumore ambientale, residuo e differenziale al variare della velocità del vento al suolo (cioè misurata a 3 m di altezza).

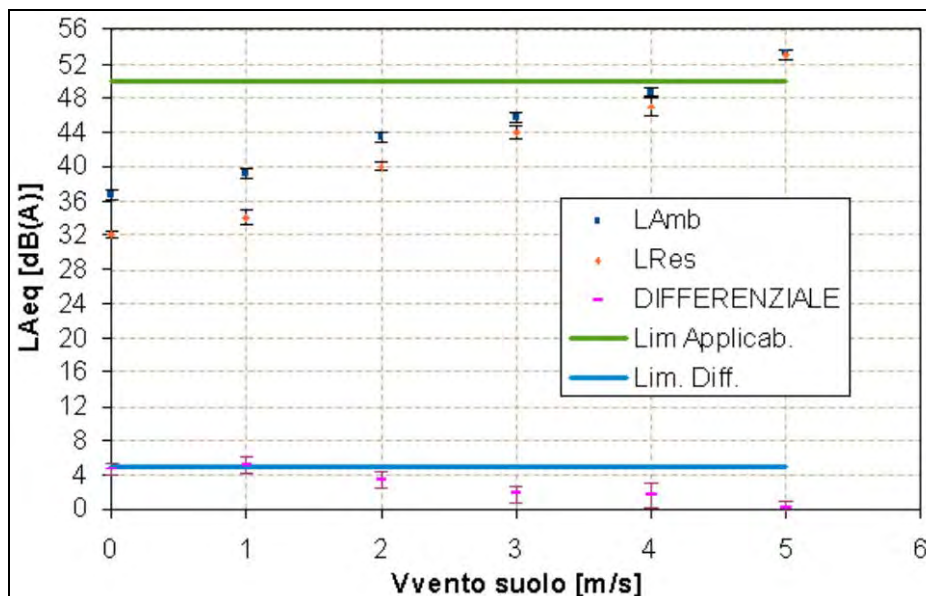


Figura 10: Esempio di andamento dei livelli di rumore ambientale, residuo e differenziale al variare della velocità del vento al suolo (a 3 m di altezza) come valutato nel periodo diurno presso un sito con orografia complessa e impianto eolico con 6 aerogeneratori da 1,5 MW. Il ricettore è posto a circa 600 m dall'aerogeneratore più vicino e gli aerogeneratori impattanti sono 4.

A tutti i risultati finali delle valutazioni ottenute con la procedura descritta nelle presenti Linee guida deve essere associato il corrispondente valore dell'incertezza stimato secondo le indicazioni fornite in Appendice alle Linee guida.

Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici

Delibera del Consiglio Federale
Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. N. 28/12

Parte III

Metodi per la stima delle incertezze

A.1 - Generalità

La presente appendice fornisce indicazioni finalizzate a determinare l'incertezza da associare ai risultati delle valutazioni ottenute con la procedura descritta nelle Linee guida.

L'incertezza di misura delle grandezze acustiche deve essere espressa in termini di incertezza tipo composta secondo le indicazioni e i metodi contenuti nelle norme: UNI CEI ENV 13005:2000 "Guida all'espressione dell'incertezza di misura" e UNI/TR 11326:2009 "Valutazione dell'incertezza nelle misurazioni e nei calcoli di acustica. Parte 1: Concetti generali", con l'ausilio di nozioni di base sull'elaborazione statistica dei dati e di norme tecniche sull'acustica ambientale come la UNI ISO 1996-2:2010 "Descrizione, misurazione e valutazione del rumore ambientale; parte 2: determinazione dei livelli di rumore ambientale". Si fa, quindi, distinzione tra componenti di incertezza di tipo A, valutabili utilizzando metodi statistici su una serie di misurazioni ripetute, e componenti di tipo B valutabili con giudizio *a priori*, sulla base di informazioni e dati pertinenti, inclusa l'esperienza su situazioni analoghe. Le due componenti dell'incertezza di tipo A e B sono espresse in forma di scarto quadratico medio.

Considerato che la procedura descritta nelle Linee guida per la valutazione dell'impatto acustico prodotto da un impianto eolico in esercizio prevede il calcolo e l'analisi iterativa di curve di regressione basate sull'analisi statistica dei dati acquisiti, per gli usi e le finalità di questa appendice, la componente di tipo A è utilizzata per esprimere l'incertezza finale delle valutazioni effettuate mentre la componente di tipo B è utilizzata nell'ambito del test di conformità dei risultati ottenuti con le ipotesi e le assunzioni fatte (test del χ^2).

Nella valutazione dell'incertezza di tipo B dei risultati delle misurazioni e delle valutazioni relative al particolare tipo di sorgente qui considerata si tiene conto di una serie di influenze ed effetti tipici che condizionano i risultati della misura. A tal proposito, basti pensare alla variabilità della velocità e della direzione del vento che, per il caso in esame, non condiziona soltanto i processi di propagazione del rumore ma anche quelli di emissione della sorgente e determinazione del livello di rumore residuo.

In generale, l'incertezza associata alla misurazione dei livelli di pressione sonora dipende da:

- strumentazione (taratura, tolleranze, ecc.);
- condizioni operative di misura (posizionamento microfono, vicinanza a superfici riflettenti, distanza sorgente-ricettore, ecc.);
- tipologia di sorgente sonora;
- intervallo temporale di misura;
- condizioni meteo.

La procedura di valutazione dei livelli di rumore prodotti in prossimità dei ricettori da un impianto eolico prevede l'utilizzo del parametro $L_{Aeq,10min}$, misurato strumentalmente e arrotondato a $0,5 \text{ dB(A)}$, e di altri parametri derivati con analisi di tipo statistico, come $L_{A,TR}$, $L_{E,TR}$, $L_{Aext,k}$, $L_{Rext,k}$, $L_{Aint,k}$, $L_{Rint,k}$, L_{Dk} . Nel seguito si forniscono indicazioni utili per la stima dell'incertezza da associare a ognuno di questi parametri. In particolare, sono fornite indicazioni per la stima dei contributi di incertezza relativamente alle cause sopra elencate considerando tali contributi come incertezze di categoria B, mentre le analisi statistiche forniranno un contributo di incertezza di categoria A.

Le indicazioni sono fornite tenendo conto delle particolari condizioni di misura e per le durate minime previste per il procedimento di misura descritto nelle presenti linee guida e hanno il duplice scopo di avere il necessario grado di attendibilità ma anche di essere facilmente e direttamente applicabili in generale alla grande maggioranza dei casi che possono essere riscontrati nella realtà. Per tale motivo, poiché queste due finalità sono per loro natura divergenti, alcuni aspetti saranno inevitabilmente trattati in modo approssimato cercando comunque di rispettare i principi di cautela e attendibilità del risultato. Rimane ferma, comunque, la prerogativa dell'operatore di stimare l'incertezza di misura mediante procedure più approfondite basate sull'analisi specifica del

caso sotto indagine e seguendo le indicazioni riportate nelle UNI sopra citate. Nel report di misura dovrà essere sempre specificato e descritto il procedimento seguito per il calcolo dell'incertezza.

L'incertezza finale da associare al valore stimato per la grandezza di misura dovrà essere espressa in termini di *incertezza estesa* con fattore di copertura k tale da garantire un livello di fiducia del 95%.

A.2 – Contributi di incertezza di Tipo B.

In base alle conoscenze correnti, le più significative componenti di incertezza di tipo B per i processi di misura e calcolo delle grandezze qui esaminate sono le seguenti:

- Incertezza strumentale (calibrazione degli strumenti, tolleranze, ecc.), u_{str} ;
- Incertezza sulle condizioni di misura (posizionamento microfono, distanza sorgente-microfono, presenza di ostacoli o superfici riflettenti, ecc.), u_{cond} ;
- Incertezza associata all'influenza delle condizioni meteo sulla propagazione del rumore e le condizioni di emissione della sorgente, u_{meteo} ;
- Incertezza associata alla misurazione della velocità del vento al suolo (strumentale e operativa), u_{Vvento} ;
- Incertezza associata alla misurazione e al calcolo dell' $N_{eq,TOT}$ (strumentale e operativa), u_{Neq} ;

Nel seguito sono riportate le indicazioni specifiche per la stime delle incertezze sopra elencate.

A.2.1 - Incertezza strumentale.

Questo contributo dipende esclusivamente dalla classe della strumentazione utilizzata per le misurazioni (compreso il calibratore). In base a quanto riportato al punto 5 della UNI/TR 11326 per strumentazione di classe 1, il contributo complessivo dell'incertezza strumentale (comprendente la procedura di calibrazione) per misure di L_{Aeq} in banda larga può essere posto $u_{str} = 0,5 \text{ dB(A)}$. Tale contributo dovrà comunque essere aggiunto, come contributo indipendente di incertezza, anche nei casi in cui la stima dell'incertezza avviene mediante misurazioni ripetute (incertezza di categoria A).

A.2.2 - Incertezza associata alle condizioni di misura.

L'incertezza legata al posizionamento della strumentazione (e quindi alla determinazione della distanza sorgente-ricettore, all'altezza del microfono, alla distanza dello stesso dalle facciate e da superfici riflettenti) dipende dagli strumenti utilizzati per le misure di lunghezza ma anche dalle capacità e dalle scelte dell'operatore. Il prospetto 5 della UNI/TR 11326 indica che questo contributo dell'incertezza è legato essenzialmente a: distanza sorgente-ricettore; distanza da superfici riflettenti (es.: misure in facciata); altezza dal suolo. La stessa UNI/TR 11326, al punto 6.1, fornisce gli elementi e le informazioni necessarie per la stima di questo contributo per ogni caso specifico.

Sulla base di tali elementi, considerate le configurazioni di emissione e di misura tipiche del fenomeno indagato, è qui proposta una stima cautelativa di $u_{cond} = 0,2 \text{ dB(A)}$ per tale contributo come incertezza di tipo B valida se sono rispettate tutte le seguenti condizioni:

- condizioni di misura di cui al DM 16.03.98;
- altezze del microfono non superiori a 4 m;
- distanze sorgente-ricettore non inferiori a 10 m.

Per condizioni di misura differenti o più complesse è necessario stimare questo contributo sulla base delle indicazioni fornite dalla UNI/TR 11326.

A.2.3 – Incertezza associata all'influenza della variabilità delle condizioni meteo.

Le condizioni meteo sono fondamentali perché influiscono sulla risposta strumentale (ma di questo si tiene conto nella stima del contributo di incertezza strumentale u_{str}) e, in modo determinante per gli

impianti eolici, sull'emissione e sulla propagazione del rumore.

Prima di proseguire, è importante sottolineare che i rilevamenti strumentali previsti dalle Linee guida, pur durando almeno due settimane, partono dalla misura del parametro primario $L_{Aeq,10min}$ ed il termine di incertezza di categoria B qui ricercato deve essere associato ad ogni valore da esso assunto, che può essere considerato come il risultato di una serie di misure spot contigue. Lo stesso criterio si applica ai risultati delle misure a breve termine all'interno degli ambienti abitativi necessarie per la procedura di verifica del limite differenziale. In sintesi, le indicazioni che seguono sono valide per la singola misura di $L_{Aeq,10min}$ se si seguono le procedure di misura riportate nel presente documento e si rispettano le prescrizioni relative ai periodi in cui eseguire le misure.

Il risultato della misura dell' $L_{Aeq,10min}$ fa parte dell'insieme di dati meteo e fonometrici che definiscono il "dato utile" che caratterizza un determinato intervallo di acquisizione di 10 minuti. Lo scopo di questo paragrafo è di ottenere una stima dell'influenza, sul valore misurato di $L_{Aeq,10min}$, della variabilità dei parametri meteo caratterizzanti il dato utile corrispondente. I dati meteo associati al dato utile (velocità e direzione vento) sono parametri statistici (media o moda) che gli strumenti forniscono calcolandoli sulla base temporale di 10 minuti e non informano in merito alla variabilità delle condizioni meteo durante l'intervallo di misura. Inoltre, le altre caratteristiche meteo che non sono richieste per rappresentare il dato utile possono influire sulla propagazione e quindi sul risultato della misura (ad es. le turbolenze o la variabilità dei gradienti locali di temperatura). La dipendenza dell'incertezza dalla variabilità statistica delle condizioni meteo entro l'intervallo di 10 minuti e la loro influenza sull'emissione e sulla propagazione del rumore può essere stimata, con le modalità descritte nel seguito, come componente di incertezza di tipo A analizzando le procedure statistiche di elaborazione dell'insieme dei dati utili previste dalle presenti Linee guida.

In questa fase, però, si tiene conto di possibili variazioni meteo di tipo più ampio (con periodicità mensile o stagionale) o modifiche dell'effetto suolo (stato della vegetazione, copertura del terreno, ecc.) che possono verificarsi nel sito di indagine e che non sono comprese nell'analisi statistica dei dati acquisiti che, per forza di cose, si riferisce a periodi di poche settimane. Questi effetti, che sono in parte compensati dal requisito procedurale di eseguire le misure evitando periodi dell'anno particolari (si veda il paragrafo 7.4 della Parte 1 delle Linee guida), riguardano sia la propagazione che l'emissione del rumore. Infine, poiché le condizioni di propagazione sottovento o sopravvento sono parametrizzate, nella procedura, mediante appositi fattori di ponderazione da applicare alla velocità di rotazione delle pale degli aerogeneratori coinvolti (così come l'assorbimento dell'aria e l'effetto suolo), si deve considerare l'incertezza legata all'utilizzo di tali fattori e al fatto che ogni dato utile tiene già conto della direzione di propagazione del vento (favorevole o sfavorevole). L'utilizzo dei fattori di ponderazione, così come l'incidenza delle variazioni meteo in generale sull'indeterminatezza di emissione della sorgente, sarà considerato nella stima dell'incertezza legata al calcolo dell' $N_{eq,TOT}$ mentre, in questa fase, deve essere semplicemente considerato che il dato utile già comprende l'effetto della direzione del vento sulla propagazione, anzi ne è un aspetto determinante.

Pertanto, sulla base delle premesse fatte, per le finalità di questo documento, il contributo di incertezza di tipo B associato alla variabilità delle condizioni meteo può essere stimato, in modo semplificato ma generale, partendo dalle indicazioni dell'Appendice A della UNI ISO 1992-2/2010 e può essere posto $u_{meteo} = 1,2 \text{ dB}(A)$. Il valore fornito si basa sulle ipotesi sopra formulate (condizioni di esecuzione delle misure ben determinate; direzione e velocità del vento variabili; distanze sorgente-ricettore $< 1 \text{ km}$) ma anche sull'ipotesi che il risultato della misura debba essere riferibile esclusivamente al punto e alle condizioni di prova presenti durante le indagini, considerando che lo stesso risultato deve essere messo a confronto con altri dati rilevati in condizioni di misura affini anche se non identiche

A.2.4 – Incertezza associata alla misura della velocità del vento a terra.

Le linee guida prevedono la definizione della variabilità del rumore ambientale e del rumore residuo in funzione della velocità media del vento, misurata ad altezza di 3 m dal suolo in prossimità del ricettore, in un intervallo di 10 minuti, approssimata all'unità. L'incertezza legata alla determinazione della velocità del vento a terra si ripercuote, come componente di incertezza aggiunta, sulla precisione con cui sono determinati i valori di livello di rumore ambientale o residuo ($L_{Aext,k}$, $L_{Rext,k}$). Tale

incertezza è legata essenzialmente a tre cause: l'incertezza associata al processo di misura; quella derivante dal calcolo della media dei valori di velocità del vento acquisiti nell'intervallo di 10 minuti; quella conseguente all'operazione di arrotondamento all'unità. La prima e la terza di queste cause possono essere valutate considerando due funzioni di distribuzione di tipo rettangolare con semi-ampiezza uguale alla risoluzione massima dello strumento ($\pm 0,5 \text{ m/s}$) e uguale alla metà dell'arrotondamento (sempre $0,5 \text{ m/s}$). In questo modo, lo scarto tipo associato a questi due contributi di incertezza vale, per entrambi, $0,5/\sqrt{3} \text{ m/s}$.

Per la stima della seconda causa, dai dati sperimentali a disposizione si ricava che, mediamente, lo scarto tipo della media dei dei valori di velocità del vento misurati dall'anemometro entro un intervallo di 10 minuti è di circa $0,1 \text{ m/s}$. In conclusione, l'incertezza composta da associare alla velocità media del vento misurata a terra è $\sigma_{V_{vento}} = 0,4 \text{ m/s}$.

La componente corrispondente da aggiungere all'incertezza con cui sono determinati i valori di livello di rumore ambientale o residuo si può stimare sulla base della curva di regressione calcolata seguendo la procedura descritta nella Parte 2 delle Linee guida. In particolare, se $L(V)$ esprime la dipendenza funzionale del livello di rumore ambientale o residuo ottenuta dalle regressioni fatte seguendo la procedura, la componente di incertezza sul livello di rumore legata all'incertezza nella determinazione della velocità media del vento a terra si può porre:

$$u_{V_{vento}, k} = \left| \frac{\delta L(V)}{\delta V} \right|_{V=k} \sigma_{V_{vento}}$$

Nei casi in cui la curva di regressione ottenuta con la procedura è una retta con coefficiente angolare B , la relazione precedente si riduce a: $u_{V_{vento}} = B \sigma_{V_{vento}}$ per ogni valore k di V .

A.2.5 – Incertezza associata al calcolo dell' $N_{eq,TOT}$.

Analogamente a quanto indicato nel paragrafo precedente, la definizione della variabilità del livello di emissione dell'impianto eolico in funzione della velocità di rotazione equivalente delle pale ($N_{eq,TOT}$) prevista dalla procedura richiede la stima del componente di incertezza, $u_{N_{eq}}$, sulla valutazione dell'emissione sonora derivante dall'incertezza associata al procedimento di determinazione del parametro $N_{eq,TOT}$. Il calcolo di questa incertezza si basa sulle espressioni analitiche utilizzate per definire l' $N_{eq,TOT}$ riportate nel paragrafo 3 della Parte 2 delle Linee guida applicando ad esse le regole per la propagazione delle incertezze facendo attenzione nel distinguere le grandezze che sono effettivamente indipendenti tra loro da quelle che non lo sono. Assumendo, quindi, un livello di incertezza di circa il 10 % per i parametri meteo e di assorbimento atmosferico e un'incertezza di circa $\Delta N_i = 0,5 \text{ rpm}$ nella lettura della velocità di rotazione del singolo aerogeneratore, si ottiene che, mediamente (per valori di N_i compresi tipicamente tra 5 e 18) l'incertezza sul parametro $N_{eq,TOT}$ può essere posta $\sigma_{N_{eq}} = 0,8 \text{ rpm}$.

Anche in questo caso, la corrispondente componente da aggiungere all'incertezza con cui sono determinati i livelli di emissione di rumore (il parametro L_E) si può stimare sulla base della curva di regressione calcolata seguendo la procedura descritta nella Parte 2 delle Linee guida. Se $L_E(N_{eq,TOT})$ esprime la dipendenza funzionale del livello di emissione dal parametro $N_{eq,TOT}$, la componente di incertezza sul livello di emissione si può porre:

$$u_{N_{eq}, x} = \left| \frac{\delta L_E(N_{eq,TOT})}{\delta N_{eq,TOT}} \right|_{N_{eq,TOT}=x} \sigma_{N_{eq}}$$

Nei casi in cui la curva di regressione ottenuta con la procedura è una retta con coefficiente angolare B , la relazione precedente si riduce a: $u_{N_{eq}} = B \sigma_{N_{eq}}$ per ogni valore x di $N_{eq,TOT}$.

A.2.6 – Calcolo dell'incertezza di tipo B complessiva da associare alle medie energetiche.

La procedura delle Linee guida prevede il calcolo di curve di regressione per i livelli di emissione (in funzione di $N_{eq,TOT}$) e i livelli di rumore residuo (in funzione di $V_{vento,suolo}$) partendo dai valori delle medie energetiche di entrambi questi parametri. La stima delle incertezze relative ai risultati delle analisi di regressione è eseguita con metodi di tipo A ma è qui proposto di eseguire anche una verifica della validità delle curve di regressione ipotizzate partendo dalla conoscenza dell'incertezza associata ad ogni dato (media energetica) che partecipa alla determinazione delle curve di regressione.

Le incertezze di tipo B stimate nei paragrafi dal 9.2.1 al 9.2.3 sono da associare alla determinazione del parametro $L_{Aeq,10min}$ (che da ora chiameremo per brevità $L_{Aeq,i}$) nell'ambito di un singolo dato utile i -esimo e vale sempre:

$$u_{L_{Aeq,B}} = \sqrt{u_{stran}^2 + u_{cond}^2 + u_{meteo}^2} = 1,3 \text{ dB}(A)$$

La procedura delle Linee guida prevede, come primo passo, il calcolo delle medie energetiche L dei dati $L_{Aeq,i}$, per cui l'incertezza da associare al risultato di ogni media energetica è fornita dalla seguente espressione:

$$u_L = u_{L_{Aeq,B}} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n 10^{0,2L_{Aeq,i}}}}{\sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{Aeq,i}}}$$

dove n è il numero di dati $L_{Aeq,i}$ utilizzati per il calcolo della media energetica.

L'espressione precedente può essere utilizzata in generale per il calcolo dell'incertezza da associare ad ogni media energetica una volta nota l'incertezza associata al singolo dato che partecipa alla media. In particolare, nel caso di media energetica $L_{E,x}$ dei livelli di emissione (dove x è il valore di $N_{eq,TOT}$) o dei livelli di rumore residuo $L_{R,k}$ (dove k è il valore di $V_{vento,suolo}$), valgono le espressioni:

$$u_{L_{E,x}} = u_{LE} \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{m_x} 10^{0,2L_{E,j}}}}{\sum_{j=1}^{m_x} 10^{0,1L_{E,j}}} \qquad u_{L_{R,k}} = u_{LR} \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{m_k} 10^{0,2L_{R,j}}}}{\sum_{j=1}^{m_k} 10^{0,1L_{R,j}}}$$

dove u_{LE} e u_{LR} sono le incertezze da associare al singolo dato che partecipa alla media, rispettivamente, per l'emissione e per il livello residuo. Per la stima di u_{LE} e u_{LR} è necessario tenere presente che la procedura richiede, in prima istanza, che la media energetica degli $L_{Aeq,i}$ corrispondenti ai dati utili con $N_{eq,TOT} < \bar{x}$ sia posta uguale, in prima approssimazione, al livello di rumore residuo del sito per basse velocità del vento a terra. Questo livello deve poi essere “sottratto energeticamente” a tutti i $L_{Aeq,j}$ corrispondenti ai dati utili con $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$ per calcolare, in prima approssimazione, i livelli di emissione al ricettore. Questa operazione di “sottrazione energetica” tra $L_{Aeq,j}$ e $L = L_{R,j}$ e,

nelle iterazioni successive, tra $L_{Aeq,j}$ e $L_{E,j}$, è causa, tutte le volte, di incertezza nel risultato di $L_{E,j}$ o di $L_{R,j}$ che è valutabile, mediamente, con le espressioni semplificate (si tiene conto del fatto che i dati da sottrarre sono sempre approssimati a 0,5 dB e che questi dati parteciperanno poi, a loro volta, a delle medie energetiche):

$$u_{LE} = 3 \sqrt{u_{LAeq,B}^2 + u_{LR,teor}^2} \qquad u_{LR} = 3 \sqrt{u_{LAeq,B}^2 + u_{LE,teor}^2}$$

dove $u_{LE,teor}$ e $u_{LR,teor}$ sono le incertezze associate alle curve di regressione da stimare come indicato nel seguito.

In generale, tutte le espressioni precedenti sono da calcolare caso per caso e per ogni media energetica in funzione di x (nel caso dell'emissione) o di k (nel caso del residuo). Al fine di semplificare il procedimento di calcolo dell'incertezza, tenuto conto dei vincoli di misurazione (si ricorda che vanno scartate le medie energetiche calcolate con meno di 10 dati, che i dati complessivi devono essere ≥ 1000 per il periodo diurno e ≥ 500 per il periodo notturno e che il numero di medie energetiche da calcolare per il rumore residuo è sempre almeno la metà di quelle da fare per l'emissione), è possibile porre, senza perdere in cautelatività e significatività della stima,

$$u_{LE,x} = 0,4 u_{LE} = 1,2 \sqrt{u_{LAeq,B}^2 + u_{LR,teor}^2} \quad \text{per ogni } x;$$

$$u_{LR,k} = 0,2 u_{LR} = 0,6 \sqrt{u_{LAeq,B}^2 + u_{LE,teor}^2} \quad \text{per ogni } k.$$

A.3 – Contributi di incertezza di Tipo A.

Per comodità di esposizione, vista la necessità di iterazioni successive, i metodi di stima delle componenti di incertezza di tipo A sono illustrati considerando le singole fasi consecutive previste dalla procedura delle linee guida.

Una volta ottenuti, in prima approssimazione, i livelli di emissione, la procedura richiede che siano eseguite le medie energetiche $L_{E,x}$ degli $L_{E,j}$ raggruppati in funzione del parametro $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$. Le medie energetiche $L_{E,x}$ devono essere analizzate statisticamente per la determinazione della corrispondente curva di regressione, le cui incertezze associate possono essere considerate di tipo A. Il parametro che descrive questo tipo di incertezza è lo scarto tipo. Nel caso di una curva di regressione $Y = f(X)$ ottenuta a seguito di un'analisi di best-fit su una serie di dati $\{y_i, x_i\}$, lo scarto tipo da associare al valore calcolato di Y è dato dall'espressione:

$$u_A = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y - y_i)^2}{(n - \nu)}}$$

dove n è il numero di punti su cui si esegue la regressione mentre ν è il numero di vincoli del fit (se la curva di regressione è una retta a due parametri, $\nu = 2$), pertanto $(n - \nu)$ sono i gradi di libertà del fit. Per $y_i = L_{E,i}$, il valore di n dipende dai valori discreti di $N_{eq,TOT}$ per i quali è stata eseguita una media energetica valida; per $y_i = L_{R,i}$, n è solitamente uguale a 6 (il parametro $V_{vento,suolo}$ assume i valori discreti da 0 a 5).

L'incertezza composta complessiva $u_{LE,x,teor}$ e $u_{LR,k,teor}$ da associare ai valori teorici delle curve di regressione per il livello di emissione e per il livello di rumore residuo si ottengono sommando in

quadratura la componente A dell'incertezza ($u_{LE,A}$ o $u_{LR,A}$) con la componente derivante dall'incertezza di tipo B associata ai valori delle x e delle k (si vedano i paragrafi A.2.4 e A.2.5):

$$u_{LEx,teor} = \sqrt{u_{LE,A}^2 + u_{Neq,x}^2} \quad u_{LRk,teor} = \sqrt{u_{LR,A}^2 + u_{Vvento,k}^2}$$

Queste sono le espressioni per calcolare l'incertezza da associare ai valori finali di L_{Ex} e L_{Rk} e possono essere applicate a tutte le iterazioni previste dalla procedura.

A.4 – Test di verifica delle curve di regressione.

Per verificare l'attendibilità delle regressioni statistiche effettuate in riferimento ai valori di incertezza associati ai singoli dati del fit calcolati con metodi di tipo B, si esegue una verifica analoga al test del χ^2 . A tal fine, dopo aver calcolato la quantità:

$$\bar{\chi}^2 = \frac{u_{L,teor}^2}{u_L^2}$$

sia per il livello di emissione che per il livello di rumore residuo, le ipotesi fatte in merito alle curve di regressione si considerano accettabili se vale la relazione $\bar{\chi}^2 \leq 1$.

Il valore di u_L si calcola con le espressioni riportate alla fine del paragrafo A.2.6 nelle quali, per ulteriore semplificazione, nel caso di curve di regressione diverse da una retta, i valori di $u_{LR,teor}$ e di $u_{LE,teor}$ possono essere posti uguali alle medie algebriche di $u_{LEx,teor}$ e di $u_{LRk,teor}$ al variare di x e di k rispettivamente.

Si evidenzia che il criterio indicato non fornisce indicazioni in merito al miglioramento della precisione della stima e quindi può succedere che il valore del parametro $\bar{\chi}^2$ aumenti con le iterazioni della procedura. Le iterazioni vanno continuate fino a quando i valori teorici di emissione o di residuo si discostano dall'iterazione precedente per meno di $0,5 \text{ dB}(A)$. Il criterio serve solo per accertarsi che la curva scelta per la regressione dei dati di emissione o di residuo sia statisticamente accettabile (l'incertezza dei dati teorici della curva deve essere minore o uguale a quella associata ai singoli dati del fit).

A.4 – Incertezza da associare ai parametri utilizzati per il confronto con i limiti normativi.

La procedura delle Linee guida prevede che il confronto con il valore limite di immissione assoluto si fatto con il parametro $L_{A,TR}$, diurno o notturno, calcolato come media energetica dei valori misurati di $L_{Aeq,i}$. L'incertezza associata a tale parametro può essere calcolata da subito sulla base dei soli contributi di tipo B ed è data da:

$$u_{LA,TR} = u_{LAeq,B} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_{TR}} 10^{0,2L_{Aeq,i}}}}{\sum_{i=1}^{n_{TR}} 10^{0,1L_{Aeq,i}}}$$

Ricordando che il risultato del parametro da confrontare con i limiti normativi deve essere associato a

valore di incertezza estesa con livello di fiducia del 95%, l'incertezza finale è data da $U_{LA,TR} = 2 u_{LA,TR}$

Per quanto riguarda il confronto con il limite di emissione, è necessario eseguire il calcolo del parametro $L_{E,TR}$, la cui incertezza è data da:

$$u_{LE,TR} = \frac{\sqrt{\sum_{j=\bar{x}}^{x_{Max}} (u_{LEj,teor})^2 m_j^2 10^{0,2L_{Ej}}}}{\sum_{i=\bar{x}}^{x_{Max}} m_i 10^{0,1L_{Ei}}}$$

dove \bar{x} e x_{Max} sono, rispettivamente, il minimo e il massimo valore che assume il parametro $N_{eq,TOT}$ per il sito in esame; m_i è il numero di dati utili con $N_{eq,TOT} = i$ (ai quali, quindi, corrisponde un'emissione teorica uguale a L_{Ei}). Si noti che, in base alle definizioni date, vale: $m_{TR} = \sum m_i$ (il parametro m_{TR} è quello definito nelle Linee guida).

Nei casi in cui la curva finale di best-fit per l'emissione teorica corrisponde ad una retta con coefficiente angolare B , la relazione precedente si riduce a:

$$u_{LE,TR} = u_{LE,teor} \frac{\sqrt{\sum_{j=\bar{x}}^{x_{Max}} m_j^2 10^{0,2L_{Ej}}}}{\sum_{i=\bar{x}}^{x_{Max}} m_i 10^{0,1L_{Ei}}} = \sqrt{u_A^2 + 0,6B^2} \frac{\sqrt{\sum_{j=\bar{x}}^{x_{Max}} m_j^2 10^{0,2L_{Ej}}}}{\sum_{i=\bar{x}}^{x_{Max}} m_i 10^{0,1L_{Ei}}}$$

L'incertezza estesa $U_{LE,TR}$ da associare al valore stimato per la grandezza di misura con livello di fiducia del 95%. sarà dunque $U_{LE,TR} = 2 u_{LE,TR}$.

Per la verifica del rispetto del limite differenziale, secondo la procedura, è necessario eseguire la misura in continuo in facciata all'edificio e, in contemporanea, una o più misure spot in ambiente interno. I parametri coinvolti (si veda il paragrafo 4.6.c della Parte 2 delle Linee guida) sono:

- i livelli di rumore ambientale ($L_{Aext,k}$) e residuo ($L_{Rext,k}$) valutati in esterno all'edificio;
- la differenza, D , tra la misura spot interna (L_{int}) e il corrispondente dato utile misurato in esterno (L_{ext}), entrambi di 10 minuti di durata;
- la media M delle (almeno) 3 differenze D valutate per ognuna delle condizioni dalla a alla d riportate nel paragrafo 7.3 della Parte 1 delle Linee guida;
- i livelli di rumore ambientale ($L_{Aint,k}$) e residuo ($L_{Rint,k}$) stimati in interno sulla base delle indicazioni di Tabella 1 della Parte 2 delle Linee guida;
- La differenza $L_{Dk} = L_{Aint,k} - L_{Rint,k}$ che corrisponde proprio al parametro che deve essere confrontato con i limiti di legge.

La stima delle incertezze per ognuno dei parametri sopra elencati è riportata di seguito (con ovvio significato dei simboli usati):

$$u_{LAext,k} = u_{LAeq,B} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_k} 10^{0,2L_{Aeq,i}}}}{\sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{Aeq,i}}}$$

dove n_k è il numero di dati utili nel periodo TR (diurno o notturno) con $V = k$ e $N_{eq,TOT} \geq \bar{x}$;

$$u_{LRext,k} = u_{LRk,teor} = \sqrt{u_{LR,A}^2 + u_{Vvento,k}^2} ,$$

$$u_M = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (M - D_i)^2}{n(n-1)}}$$

dove n è il numero di dati utili (intervalli di 10 minuti) compresi entro la misura spot eseguita in ambiente interno (si ricorda che n deve essere almeno 3);

$$u_{LAint,k} = \sqrt{u_{LAext,k}^2 + u_M^2} ;$$

$$u_{LRint,k} = \sqrt{u_{LRext,k}^2 + u_M^2} ;$$

$$u_{LD,k} = \sqrt{u_{LAext,k}^2 + u_{LRext,k}^2 + 2u_M^2}$$

dove si è tenuto conto che le medie M_a, \dots, M_d sono valutate in condizioni di propagazione ed emissione differenti.

In conclusione, l'incertezza estesa $U_{LD,k}$ da associare al valore stimato del differenziale, con livello di fiducia del 95%, sarà dunque $U_{LD,k} = 2 u_{LD,k}$.



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici

Delibera del Consiglio Federale
Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. N. 28/12

Appendice
Stato dell'arte

Sommario

1.	Effetti della modulazione di ampiezza e del <i>Wind-shear</i> , nella determinazione dell'impatto acustico di un parco eolico, e descrizione del fenomeno dello "Whoosh" ciclico.....	4
1.1	Modulazione di ampiezza	4
1.2	Wind-shear	5
1.3	Whoosh ciclico.....	6
2.	Scelta delle postazioni dove valutare l'impatto di un parco eolico già esistente o da installare e il rispetto dei limiti.	6
3.	Metodo strumentale di valutazione del contributo di rumore generato dalle pale e quello del rumore di fondo ad impianto attivo in diverse condizioni di vento - determinazione del corretto rumore residuo.	14
4.	Problematiche legate a misure di rumore ambientale per velocità di vento a terra superiori a 5 m/s. Effetto della turbolenza sul microfono rispetto ai dati registrati. Importanza della tipologia di cuffia antivento.	19
5.	Nella valutazione dell'impatto acustico di impianti eolici entrano in gioco velocità del vento misurate a diverse altezze dal suolo: relazione o correlazione tra la velocità del vento al rotore, quella presso i ricettori e quella a 10 m dal suolo.	20
6.	La scelta del modello di propagazione.....	23
6.1	Condizioni atmosferiche non standard e propagazione a lunga distanza.....	25
6.2	Livelli di emissione delle turbine eoliche ed effetti meteorologici	27
6.3	Dimensioni della turbina eolica ed attenuazione laterale.....	29
6.4	Confronto tra il modello Nord 2000 e lo Standard ISO 9613	31
7.	Applicabilità delle differenze percentili per la valutazione dei periodi in cui è predominante il rumore eolico	34
8.	I limiti su LA90(10min), LA90(1h) o LAEQ	36
9.	Adattamento del Metodo dell'NPI alla valutazione degli impianti eolici	37
10.	La variazione dello spettro di emissione al variare della velocità di rotazione delle pale: effetti sui livelli misurati in prossimità dei ricettori	39
11.	Stima dell'incertezza nella determinazione teorica <i>ante-operam</i> o strumentale <i>post-operam</i> dell'impatto acustico di un parco eolico	41
12.	Il rumore prodotto dal vento	44
13.	Criticità relative alla verifica del criterio differenziale.....	45
14.	Rassegna della normativa esistente a livello internazionale	46
14.1	Ontario.....	47

14.2	British Columbia.....	47
14.3	Pennsylvania	47
14.4	Michigan	47
14.5	New York.....	48
14.6	Regno Unito	48
14.7	Danimarca.....	48
14.8	Germania	49
14.9	Olanda.....	49
14.10	Australia.....	49
14.11	Nuova Zelanda	49

1. Effetti della modulazione di ampiezza e del *Wind-shear*, nella determinazione dell'impatto acustico di un parco eolico, e descrizione del fenomeno dello "Whoosh" ciclico.

La normativa italiana (L. 447/95 e DM applicativi) stabilisce indicatori e limiti per la valutazione del rumore che sono basati su due criteri:

- livello equivalente di rumore ambientale cioè valori medi su un intero tempo di riferimento, giorno, notte e quando sarà recepita la direttiva europea, sera;
- differenze tra rumore ambientale e rumore residuo.

Spesso però il rumore presenta delle caratteristiche che lo rendono, a parità di livello medio, meno "tollerabile". Alcune di tali caratteristiche, contemplate e penalizzate dalla normativa italiana, sono:

- componenti tonali;
- componenti tonali a bassa frequenza nel tempo di riferimento notturno;
- impulsività.

I fattori correttivi che tengono conto delle peculiarità del rumore sono limitati a quelli su indicati, ma la messa in opera di nuove tipologie di sorgenti e di caratteristiche intrinseche dei rumori emessi rende necessario introdurre nuovi fattori correttivi, in relazione alla reazione documentata delle persone sulle quali il rumore di tali sorgenti incide. Per entrare nello specifico, il rumore prodotto dai generatori eolici presenta alcune caratteristiche che, in base ad indagini effettuate sulla percezione dei residenti, risultano di particolare fastidio. In diversi studi citati in bibliografia le principali caratteristiche del rumore prodotto dagli impianti eolici sono le seguenti:

- modulazione di ampiezza;
- whoosh ciclico dipendente dal wind shear e dalle condizioni di stabilità atmosferica.

Nel contesto normativo italiano tali specificità, o meglio fonti di fastidio, non sarebbero considerabili ma, tenuto conto dell'impatto accertato sulla popolazione, andrebbero introdotti dei fattori correttivi per tenerne conto nella valutazione del rispetto dei limiti di zona.

1.1 *Modulazione di ampiezza*

E' noto da diversi studi effettuati sulla popolazione residente in prossimità di impianti eolici che il rumore di tali impianti è percepito con fastidio anche a livelli molto bassi. Tali studi hanno identificato tra le cause oggettive del fastidio della popolazione la modulazione di ampiezza, correlandola al fastidio tramite test di laboratorio su persone.

Di fatto non è disponibile una guida tecnica per la specifica valutazione della modulazione di ampiezza ma esistono alcune proposte metodologiche che ne permettono la quantificazione con la strumentazione di comune utilizzo.

Una proposta avanzata da S. Lee e K. Kim si basa sull'utilizzo di una Trasformata doppia di Fourier sui livelli di rumore, rilevati per un intervallo di tempo sufficiente a identificare la modulazione di ampiezza e acquisiti per ciascuna banda di frequenza a condizione che:

- la modulazione di ampiezza sia di almeno 1 dB;
- dalla prima Trasformata di Fourier siano identificabili due picchi e che tutti gli altri picchi siano molto meno intensi e quindi quasi trascurabili (tale ultima condizione è molto simile a quella stabilita per il riconoscimento delle componenti tonali).

Secondo il metodo proposto la modulazione di ampiezza è quindi definita come la differenza tra il valore massimo ed il valore minimo, assunti dai due picchi identificati nella I trasformata di Fourier, valutati nel tempo tramite la seconda trasformata di Fourier :

$$DL = \frac{20 \log(P_o + 2 P_f)}{Pref} - \frac{20 \log(P_o - 2 P_f)}{Pref}$$

dove P_o è l'ampiezza del picco ottenuto dalla prima FFT, cioè il valore quadratico medio del segnale, e P_f è l'ampiezza del secondo picco più elevato, sempre nell'ipotesi di base di tale metodo che il segnale abbia soltanto tali due picchi principali.

Metodi alternativi per la valutazione della modulazione di ampiezza come la differenza tra L_{max} ed L_{min} , o la differenza tra i percentili L_5 ed L_{95} proposti da altri autori presentano diverse criticità di utilizzo ma di più semplice utilizzo.

1.2 Wind-shear

Il wind-shear ha effetti indiretti sul rumore prodotto dalle pale dei generatori eolici, ed agisce sia aumentando la rumorosità generate dalle pale sia aumentando la modulazione di ampiezza. Diversi studi sono stati condotti a parità di livello di potenza sonora delle turbine eoliche, riferita alla velocità del vento a 10 m di altezza dal suolo in linea con le definizioni della norma IEC 61400-11. Van de Berg nel 2003 ha evidenziato che:

- valori crescenti di wind-shear determinano aumentano la potenza sonora delle turbine eoliche a parità di velocità del vento a 10 m di altezza;
- l'aumento del wind shear determina l'aumento della modulazione di ampiezza e pertanto il disturbo provato dalle popolazioni residenti.

Come è noto la velocità del vento aumenta ad altezze dal suolo crescenti, a causa dell'attrito con il terreno. L'andamento della velocità del vento in funzione dell'altezza dal suolo può essere modellizzata sia usando algoritmi basati sul parametro "roughness length", una lunghezza equivalente dipendente dalla rugosità del terreno, o il metodo del "wind shear exponent", basato su un parametro empirico ottenuto da opportuni fit degli andamenti della velocità del vento in funzione dell'altezza.

I due metodi sono equivalenti al punto che gli andamenti delle velocità del vento in funzione dell'altezza dal suolo predetti con i due algoritmi sono praticamente uguali. È importante notare che i valori maggiori di wind shear si presentano a basse velocità del vento; ad esempio, a una velocità del vento di 4 m/s a partire da 10 m di altezza, se si passa ad un'altezza di 80 m, tipica dei generatori eolici dei pali di ultima generazione, la velocità del vento può variare anche del 150%.

È altrettanto importante notare che il fenomeno del wind shear è più marcato di notte che di giorno mentre i dati sulle osservazioni della velocità del vento permettono di concludere che non ci sono differenze apprezzabili di wind shear tra l'estate e l'inverno.

Il fenomeno del wind shear agisce inoltre non solo lungo la verticale ma anche lungo l'orizzontale determinando così variazioni di velocità del vento sia lungo la verticale sia lungo l'orizzontale.

Dal punto di vista della rumorosità dei generatori eolici il fenomeno del wind shear è importante in quanto risulta essere, secondo diversi studi, la causa del tipico rumore (definito "whoosh") prodotto da tali impianti.

1.3 Whoosh ciclico

Il rumore prodotto ciclicamente dai generatori eolici, definito quasi onomatopeicamente “whoosh”, rappresenta una delle caratteristiche più fastidiose del rumore, secondo quanto riportato dai residenti in prossimità di tali impianti.

In molti riferimenti di letteratura in materia il rumore di tipo whoosh è attribuito all'interazione dell'aria mossa dalle pale dei generatori con le torri di sostegno. Accettando tale ipotesi è però difficile spiegare perché tale rumore sia più intenso di notte.

In realtà le reali condizioni di stabilità atmosferica hanno un profondo effetto sull'andamento della velocità del vento in funzione dell'altezza dal suolo, ma né l'equazione della potenza normale né la relazione logaritmica tra la velocità del vento e l'altezza, indicata nella norma IEC 61400-11, forniscono una spiegazione soddisfacente del cambiamento delle condizioni atmosferiche quanto si presentano condizioni di stabilità atmosferica.

Considerando l'intervallo di altezza da terra che va da 10 m a circa 120 m in condizioni di atmosfera neutra non ci sono variazioni apprezzabili della velocità del vento in funzione dell'altezza, mentre in condizioni di atmosfera stabile, che si verificano principalmente di notte, la velocità del vento variare dal 33% al 100%.

Nella sua tesi di Ph. D., G.P. Van de Berg ha evidenziato la forte correlazione tra l'angolo di attacco (angolo tra la velocità dell'aria e la pala del rotore eolico) e il rumore prodotto dalle turbine eoliche in condizioni di stabilità atmosferica. Le condizioni di massimo wind-shear e stabilità atmosferica si verifica quando è massima la somma normalizzata degli angoli di attacco sulle pale del rotore eolico: in particolare, ciò sembra avvenire quanto l'altezza dello strato stabile è di 40 m.

Viene quindi dedotto che la maggiore somma normalizzata di angoli di flusso avviene quando la pala passa nella parte più alta della sua rotazione, mentre la minore quando passa nella parte più bassa.

La ciclicità del rumore di tipo “whoosh” si manifesta perché all'aumentare della variazione degli angoli di attacco lungo la pala del rotore aumenta il rumore emesso, e anche perché al variare della posizione della pala lungo la sua rotazione variano le distribuzioni degli angoli di attacco lungo la stessa.

2. Scelta delle postazioni dove valutare l'impatto di un parco eolico già esistente o da installare e il rispetto dei limiti.

In questo capitolo vengono presentati ed analizzati i risultati di una campagna fonometrica condotta presso una turbina eolica all'interno di un parco eolico. Le valutazioni dei risultati permettono di trarre utili indicazioni sulla scelta delle postazioni di misura ottimali e dei necessari parametri da acquisire.

L'aerogeneratore oggetto del rilievo fonometrico è un Vestas V90, con diametro del rotore di 90 m ed asse di rotazione collocato ad 80 m dal suolo.



Figura 1: Aerogeneratore Vestas V90

La strumentazione fonometrica è stata collocata:

- a 146 m dal rotore dell'aerogeneratore;
- a 125 m dalla base del palo;
- a 10 m da cespugli ed alberi.

La superficie del terreno è priva di vegetazione essendo stata da poco arata e la quota del microfono si trova su un piano inferiore a quello della base del palo. Il sito scelto è caratterizzato dall'assenza di altre sorgenti di rumore che possano interferire con le emissioni dell'aerogeneratore Vestas V90. La velocità e direzione del vento sono relative alla quota dell'asse del rotore, a circa 84 m dal suolo.

Le impostazioni della misura fonometrica hanno previsto un tempo di integrazione pari a 10 minuti; parametri rilevati sono i seguenti:

- $Leq(lin)$
- $Leq(A)$
- $L90$
- velocità e direzione del vento (alla quota hub);
- velocità di rotazione delle pale (rpm).

Le misure hanno avuto una durata complessiva di circa 210 minuti.

Tabella 1: valori della velocità e direzione del vento, del numero di giri del rotore e del livello equivalente di rumore

Ora	Vento all'Hub m/s	Direzione Nord	Rotazione pale rpm	Leq (dBA)
11:40	2,9	232,6	4,6	37,9
11:50	1,9	266,2	0,3	35,0
12:00	3,3	265,5	6,1	39,3
12:10	4,5	246,4	9,5	41,8
12:20	6,2	256,5	12,8	46,5
12:30	7,1	257,4	13,3	47,3
12:40	8,1	256,3	14,4	48,9
12:50	8,1	260,0	14,2	48,8
13:00	9,4	266,4	14,8	50,3
13:10	8,6	266,9	14,5	49,8
13:20	8,9	260,3	14,8	49,9
13:30	9,9	253,7	14,8	50,0
13:40	8,4	259,1	14,6	49,4
13:50	9,4	253,7	14,7	49,7
14:00	8,3	259,8	14,4	48,9
14:10	7,8	262,1	13,9	48,3
14:20	7,1	252,8	13,3	46,9
14:30	6,5	253,6	12,4	45,2
14:40	8,0	255,5	14,0	48,0
14:50	6,4	273,5	12,3	45,8
15:00	4,6	281,0	11,1	43,1

Tabella 2: sintesi dei dati misurati

Velocità di rotazione del rotore

massima	14,8	rpm
minima	0,3	rpm
più frequente	14,8	rpm
media	12,1	rpm

Velocità del vento all'HUB

massima	9,9	m/s
minima	1,9	m/s
più frequente	7,1	m/s
media	6,9	m/s

Direzione del vento all'HUB

più frequente	253,7	° Nord
angolo max	281,0	° Nord
angolo min.	232,6	° Nord
Scostamento, tra il valore Max e il valore Minimo	48,4	°

Valore del livello Leq (A) misurato a 1,5 m. nella postazione di misura

massimo	50,3	dBA
minimo	35,0	dBA
medio	46,2	dBA
Leq(210min.)	47,6	dBA

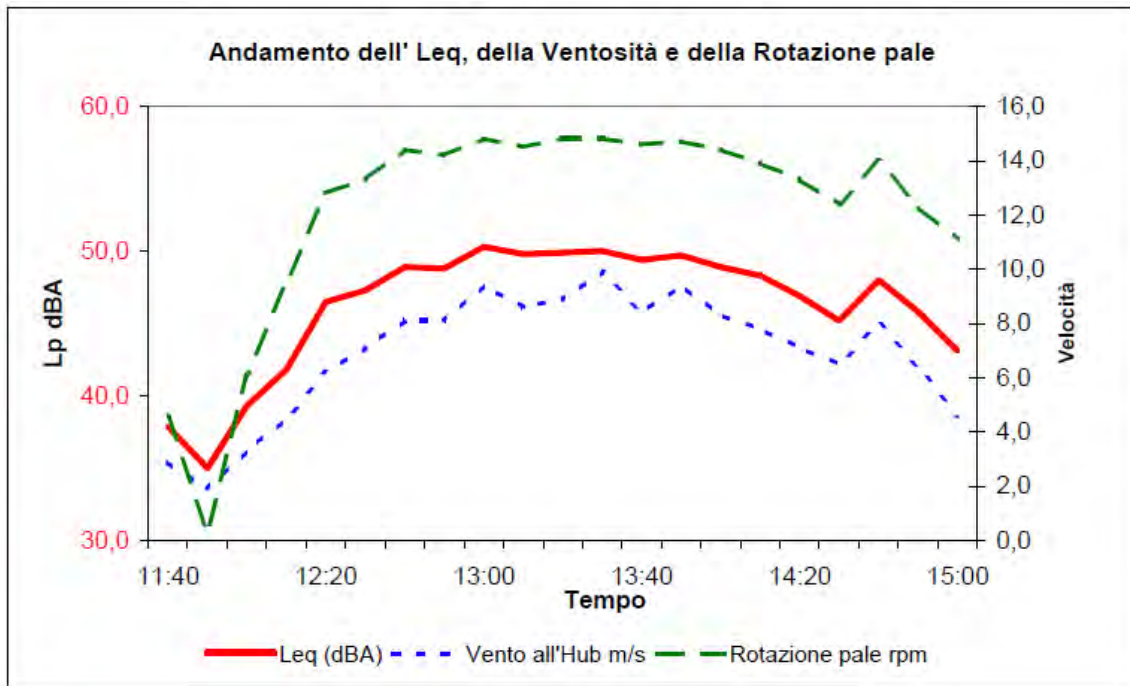


Figura 2: profilo temporale del livello equivalente, della velocità del vento al rotore e del numero di giri del rotore.

Nell'intervallo temporale compreso tra le 13:00 e le 14:00, sembra che all'aumentare della velocità del vento all'HUB corrisponda una saturazione dell'andamento del *Leq* e della velocità di rotazione del rotore (rpm); questo farebbe pensare che l'utilizzo della velocità di rotazione sia maggiormente correlata ai livelli acustici

Tabella 3: numero di campioni a disposizione in funzione della direzione e velocità del vento, del regime di rotazione del rotore.

Numero di campioni di misura	Direzione Vento Gradi Nord	Vento all'Hub Unità m/s	Rotazione pale Unità rpm	L90 (dBA)	Leq (dBA)	Leq (dB)	Rumore a pale ferme	
2	249,1	3,0	5,5	34,9	38,6	54,5	33,7	L90 (dBA)
2	263,7	5,0	10,5	38,5	42,5	61,8	35,0	Leq (dBA)
2	265,0	6,0	12,5	41,8	46,2	62,8		
3	254,6	7,0	12,7	42,8	46,5	63,9		
6	258,8	8,0	14,2	46,4	48,7	68,0	24,0	Leq (dBA)
5	260,2	9,2	15,0	48,7	49,9	71,0	43,7	Leq (dB)

Tabella 4: sintesi dei dati misurati

Velocità del vento all'HUB			
	massima	10,0	rpm
	minima	3,0	rpm
	più frequente	8	rpm
	media	7,0	rpm
Velocità di rotazione del rotore			
	massima	15,0	m/s
	minima	5,0	m/s
	più frequente	15	m/s
	media	12,5	m/s
Direzione del vento all'HUB			
	più frequente	253,7	° Nord
	angolo max	281,0	° Nord
	angolo min.	232,6	° Nord
	Scostamento, tra il valore Max e il valore Minimo	48,4	°
Valore del livello Leq (A) misurato a 1,5 m. nella postazione di misura			
	massimo	50,3	dB(A)
	minimo	37,9	dB(A)
	medio	46,5	dB(A)
	Leq(210min.)	47,6	dB(A)

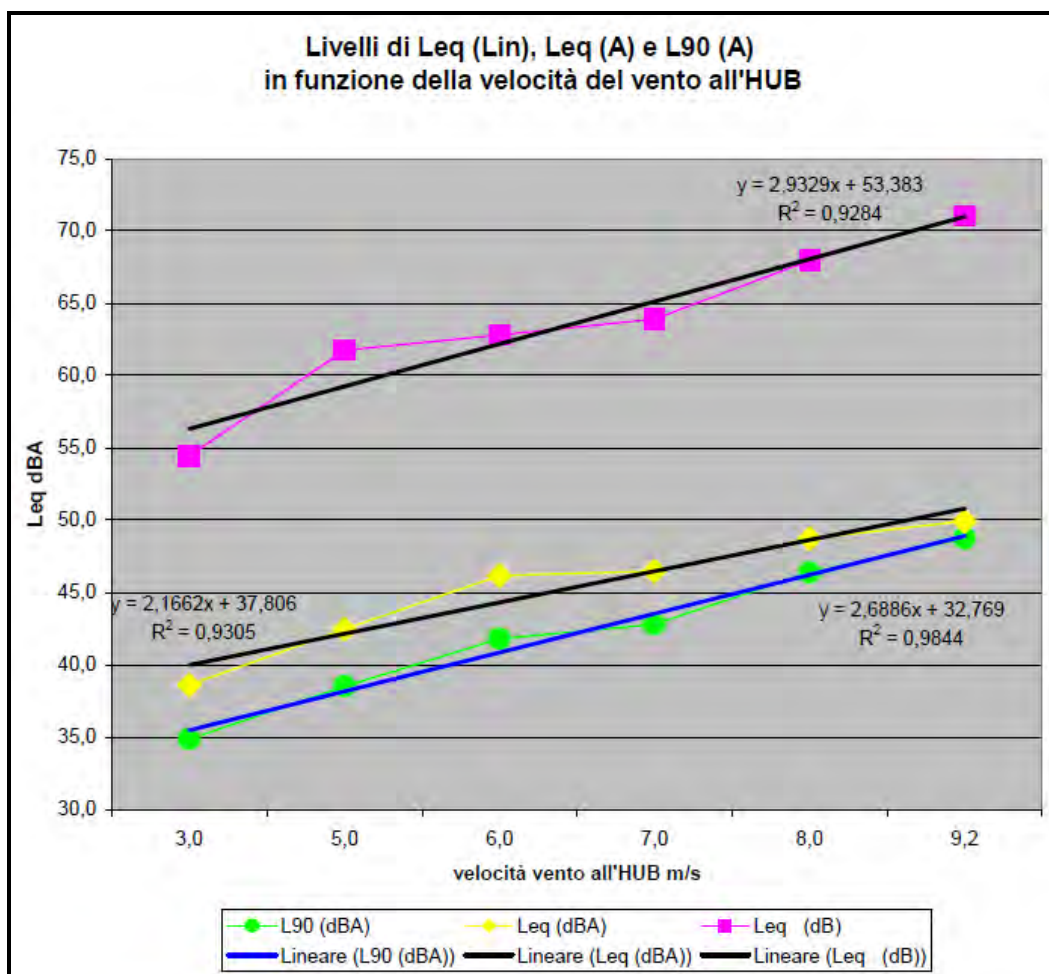


Figura 3: correlazione tra i valori misurati di L90, Leq(A), Leq(lin) e la velocità del vento al rotore.

Utilizzando la velocità del vento all'HUB per parametrizzare i livelli acustici, il descrittore acustico che presenta una regressione lineare con maggiore correlazione è il livello percentile L90.

Tabella 5: numero di campioni a disposizione in funzione della direzione e velocità del vento, del regime di rotazione del rotore.

Numero di campioni di misura	Direzione Vento Gradi Nord	Rotazione pale Unità rpm	Vento all'Hub Unità m/s	L90 (dBA)	Leq (dBA)	Leq (dB)	Rumore a pale ferme	
1	232,6	5,0	3,0	35,1	37,9	55,0	33,7	L90 (dBA)
1	265,5	6,0	3,0	34,6	39,3	53,9	35,0	Leq (dBA)
1	246,4	10,0	5,0	35,2	41,8	64,0		
1	281,0	11,0	5,0	41,8	43,1	59,5		
2	263,6	12,0	6,5	42,9	45,5	62,8	24,0	Leq (dBA)
3	255,6	13,0	6,7	42,1	46,9	63,9	43,7	Leq (dB)
5	258,7	14,0	8,0	46,1	48,6	67,7		
6	260,0	15,0	9,0	48,6	49,9	70,7		

Tabella 6: sintesi dei dati misurati

Velocità di rotazione del rotore		
massima	15,0	rpm
minima	5,0	rpm
più frequente	15	rpm
media	12,9	rpm
Velocità del vento all'HUB		
massima	10,0	m/s
minima	3,0	m/s
più frequente	8	m/s
media	7,2	m/s
Direzione del vento all'HUB		
più frequente	253,7	° Nord
angolo max	281,0	° Nord
angolo min.	232,6	° Nord
Scostamento, tra il valore Max e il valore Minimo	48,4	°
Valore del livello Leq (A) misurato a 1,5 m. nella postazione di misura		
massimo	50,3	dBA
minimo	37,9	dBA
medio	46,9	dBA
Leq(210min.)	47,6	dBA

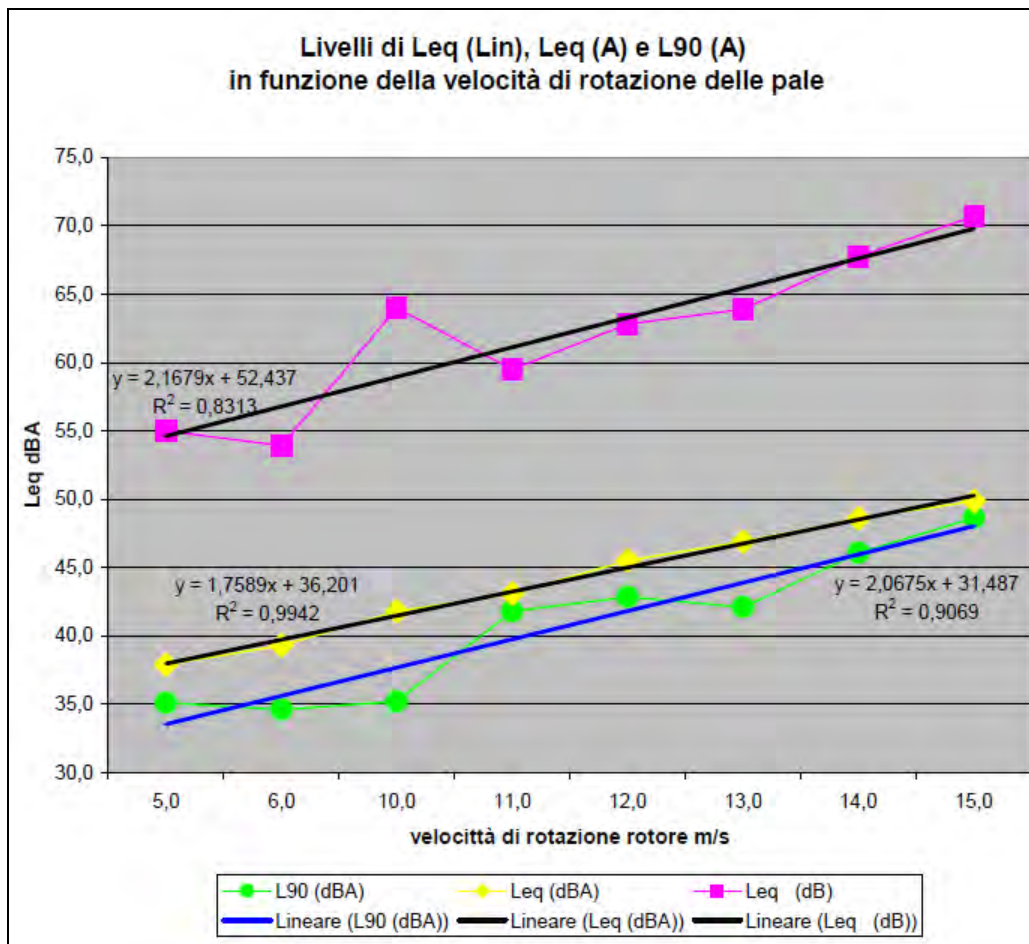


Figura 4: correlazione tra i valori misurati di L90, Leq(A), Leq(lin) e la velocità di rotazione del rotore.

Utilizzando la velocità di rotazione del rotore per parametrizzare i livelli acustici, il descrittore acustico che presenta una regressione lineare con maggiore correlazione è il *Leq*; c'è da notare, inoltre, che il *Leq* presenta anche un coefficiente di correlazione lineare ($R^2=0,9942$) leggermente superiore rispetto a quello dell'*L90* ($R^2=0,9844$).

C'è da notare, per alcune classi di velocità del vento all'HUB e di velocità di rotazione del rotore, che sono stati rilevati pochi campioni, in alcuni casi uno solo; nonostante ciò, le rette di regressione lineare presentano un coefficiente di correlazione molto buono ($>0,90$). Ciò è dovuto al fatto che nel sito specifico non c'erano eventi anomali disturbanti; questo dimostrerebbe che in situazioni favorevoli come questa i tempi di acquisizione potrebbero essere drasticamente ridotti.

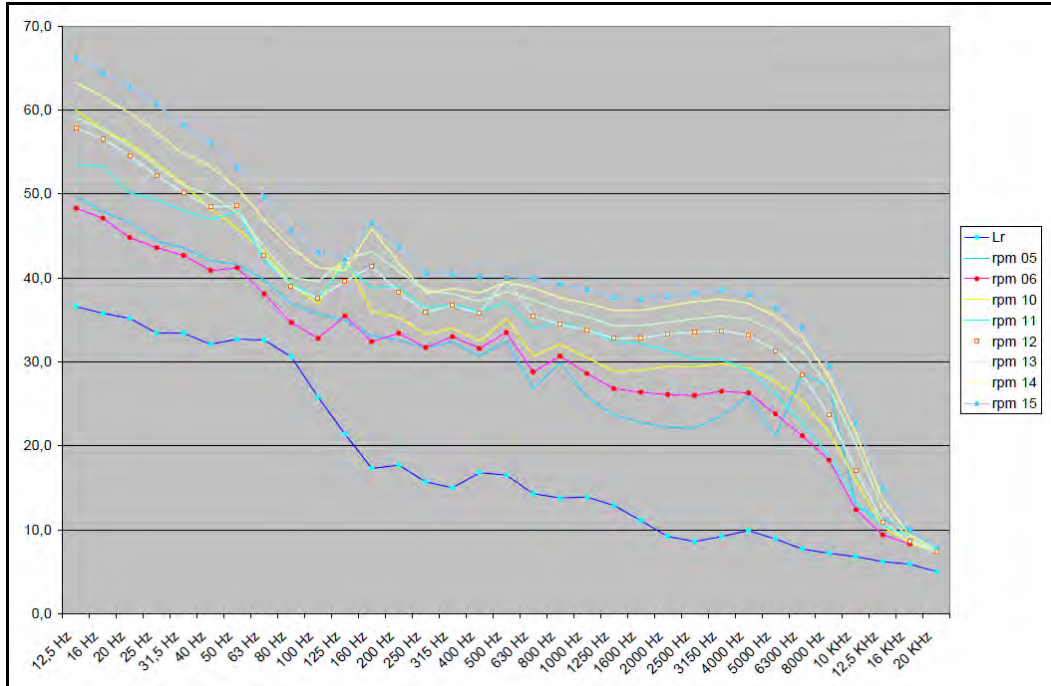


Figura 5: spettro dei livelli di rumore (lineare) in funzione del numero di giri del rotore

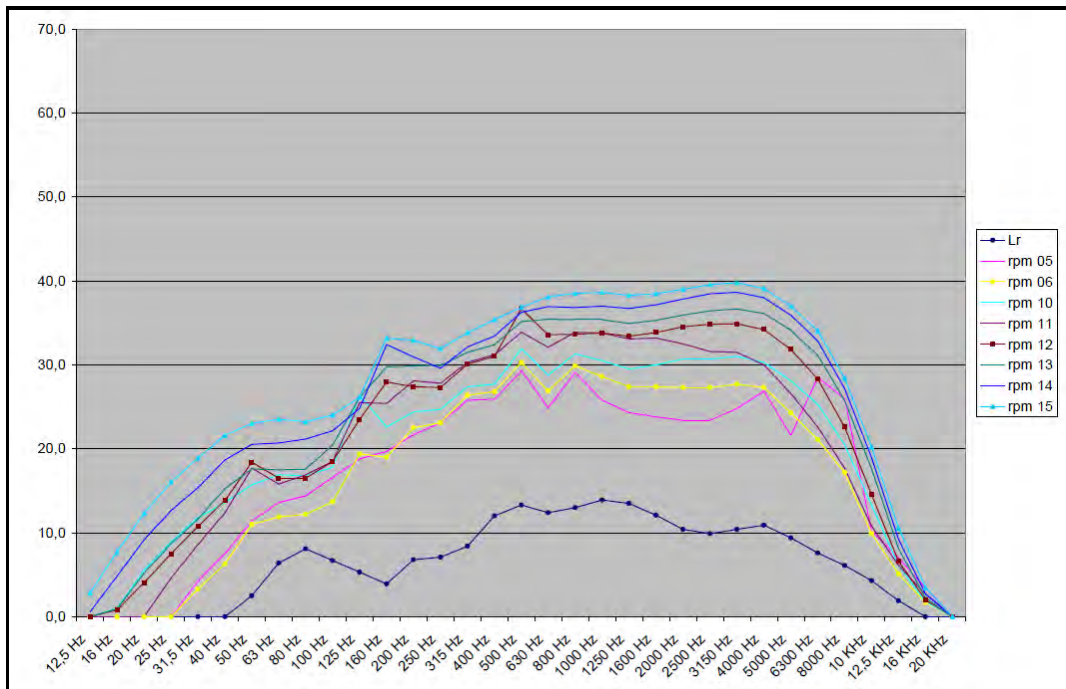


Figura 6: spettro dei livelli di rumore (ponderato A) in funzione del numero di giri del rotore.

I grafici delle figure 5 e 6 rappresentano rispettivamente lo spettro lineare e lo spettro ponderato "A" del rumore in funzione della velocità di rotazione delle pale. C'è da notare che i valori in bassa frequenza dello spettro lineare, dovuti soprattutto al contributo del vento sul microfono e del rumore prodotto dai servizi ausiliari dell'aerogeneratore, vengono drasticamente ridotti applicando la curva di ponderazione "A".

Pertanto si potrebbe supporre che l'utilizzo del doppio schermo, per le misure con tavola, non sia necessario, in quanto servirebbe a eliminare proprio il contributo del vento sul microfono alle basse frequenze. Negli stessi

grafici, le curve contrassegnate con l'etichetta " L_r " rappresentano il rumore residuo misurato a distanze molto più elevate (pari a circa 1 km dall'aerogeneratore): poiché l'andamento di L_r segue da vicino, specialmente alle basse frequenze, il rumore eolico, si può dedurre che il rumore residuo potrebbe essere valutato anche in zone analoghe a quelle oggetto di verifica, qualora il rumore dei servizi ausiliari a pale ferme sia tale da non consentire la misura del residuo

3. Metodo strumentale di valutazione del contributo di rumore generato dalle pale e quello del rumore di fondo ad impianto attivo in diverse condizioni di vento - determinazione del corretto rumore residuo.

I principali elementi che condizionano la possibilità di discriminare le emissioni prodotte dalla sola sorgente impiantistica si riferiscono:

- alla distanza di valutazione rispetto al sito degli impianti;
- alla rumorosità prodotta dal fenomeno ventoso;
- alle ulteriori sorgenti che influenzano la rumorosità residuale.

E' chiaro che la situazione più frequente è quella condizionata dalla concomitanza di uno o più degli elementi sopra indicati.

In termini generali la distanza dagli impianti comporta una riduzione teorica dei livelli tipicamente legati alla divergenza geometrica in campo semisferico, applicata alla rumorosità generata da sorgenti di tipo puntuale. Già a distanze confrontabili con l'altezza del rotore (preferibilmente a partire da distanze superiori al doppio dell'altezza da terra del rotore) la sorgente può essere considerata puntiforme, e i livelli di rumore subiscono una attenuazione con la distanza calcolabile con le classiche indicazioni riportate nella norma ISO 9613-2.

L'elemento che probabilmente introduce la maggiore incertezza nell'ambito della stima dei livelli assoluti riguarda l'effetto di trascinamento introdotto dal vento in funzione della velocità e del verso di provenienza. Diverse ricerche sperimentali indicano una differenza tra i livelli misurati in posizioni sopravento o sottovento, che può raggiungere valori superiori a 4 dB(A) in funzione anche della distanza dagli impianti e soprattutto delle caratteristiche orografiche e di assorbimento del terreno. Si mettono inoltre in evidenza le conclusioni di alcune pubblicazioni che indicano importanti scostamenti, tra i risultati ottenuti dalla applicazione di modelli previsionali, che possono raggiungere valori teorici superiori a 9 ÷ 10 dB(A), soprattutto per valutazioni condotte a distanza superiore a 700 m dagli impianti e per velocità del vento maggiore di 8 m/s.

Posta la condizione di poter trascurare l'influenza di sorgenti residuali di tipo antropico, infrastrutturale o animale, l'unico contributo che potrebbe risultare significativo in ordine ai livelli complessivamente misurati è quello introdotto dal fenomeno ventoso, eventualmente integrato dall'influenza della vegetazione.

In merito alla possibilità di accertare il contributo acustico introdotto dalla sola sorgente impiantistica, diversi studi indicano l'opportunità di verificare la storia temporale dei livelli rilevati in corrispondenza degli intervalli di tempo caratterizzati da un valore $\Delta = L5 - L95 < 4$ dB. Emerge la condizione di rilevare solo quei livelli caratterizzati da un andamento stazionario e poco disturbato da eventi sonori di carattere occasionale.

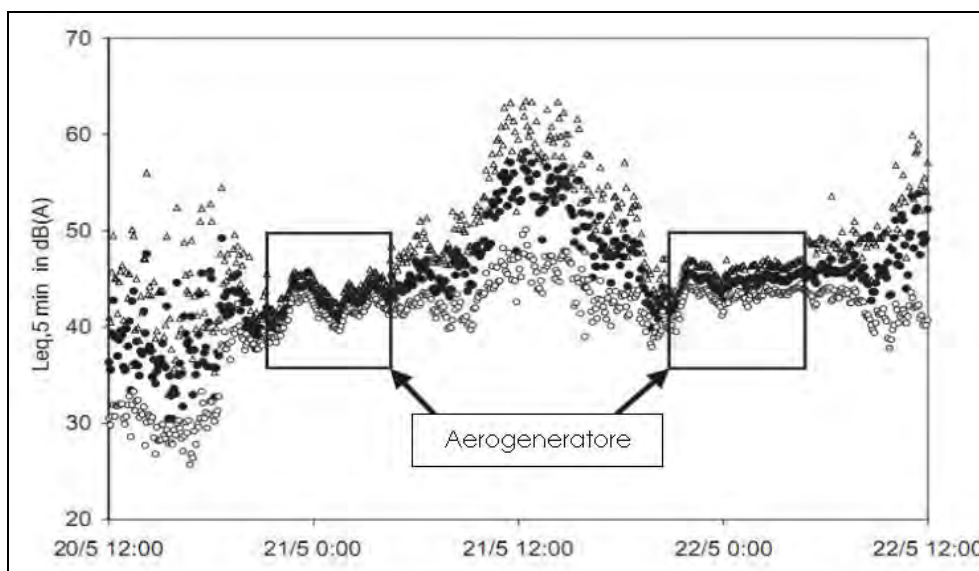


Figura 7: Storia temporale del livello equivalente LAeq (5 min) (●), del valore statistico L5 (Δ) e del valore statistico L95 (o).

La condizione sopra indicata sottende l'implicito requisito che il funzionamento dell'aerogeneratore determini un contributo acustico dominante rispetto alle eventuali ulteriori emissioni residuali comprese quelle introdotte dal vento che potrebbe anche introdurre una rumorosità con importanti fluttuazioni ma caratterizzata da livelli significativamente più bassi rispetto a quelli prodotti dall'impianto.

La questione centrale rimane tuttavia quella di valutare l'emissione di un impianto e il rispetto del limite differenziale in corrispondenza di scenari condizionati dalle emissioni prodotte sia dagli impianti sia dal vento.

Alcuni studi hanno dimostrato la difficoltà di rilevare la rumorosità residua in corrispondenza di un territorio già condizionato dalle emissioni impiantistiche; nel caso dei siti eolici, risulta infatti piuttosto difficile sfruttare l'analisi statistica basata sui valori percentili dei livelli misurati al fine di ricavare la rumorosità residua determinata dal fenomeno ventoso.

Evidenze sperimentali indicano, infatti, importanti scostamenti tra il livello residuo rilevato in assenza del contributo degli impianti, misurato quindi in termini di livello equivalente, e il valore del livello statistico L95 misurato in prossimità dei siti eolici; tale differenza risulta inversamente proporzionale alla distanza dall'impianto. In altre parole la rumorosità minima registrata in prossimità di un sito eolico funzionante può essere fortemente influenzata dalle emissioni prodotte dei singoli impianti, che impediscono di fatto l'accertamento selettivo della rumorosità residua.

Alcuni risultati indicano scostamenti $\Delta = L95 - LAeq_{Residuo} > 0 \text{ dB}$, che possono raggiungere valori superiori a $3 \div 4 \text{ dB}$ in funzione anche della distanza dagli impianti; in tale situazione si riscontrerebbe una evidente sottostima del livello differenziale.

Risulta dunque fondamentale riferirsi a curve di correlazione rumorosità_vento vs. velocità_vento, che possano fornire indicazioni il più possibile omogenee e standardizzate sulla rumorosità residua in corrispondenza delle aree coinvolte dalle emissioni degli impianti eolici.

Patrik Rynell dell'Università di Göteborg, in un lavoro del 2009, illustra la metodologia corrente usata in Svezia per la misura del rumore da turbine eoliche, come descritta nel rapporto Elforsk. Nel rapporto vengono descritti due differenti metodi per misurare il livello di pressione sonora, denominati "Metodo B" e "Metodo C".

Nel “Metodo B” (Misura del livello di pressione sonora totale a 8 m/s) viene misurato il livello di pressione sonora dovuto alle turbine e alle sorgenti di rumore. La velocità del vento è misurata alle turbine e ricalcolata a 10 m di altezza. I livelli di pressione sonora sono misurati per differenti velocità del vento, riportati in un diagramma come funzione della velocità del vento a 10 m di altezza e approssimati con una retta; da questa retta viene determinato il livello di pressione sonora alla velocità del vento di riferimento. Questo metodo può essere usato esclusivamente per determinare se il livello di pressione sonora da una o più turbine è inferiore a un determinato valore di soglia, ma non può essere usato per dimostrare che esso eccede un certo valore in quanto, ai livelli di pressione sonora rilevanti per misure di immissione, il rumore di fondo è dello stesso ordine di grandezza del rumore delle turbine e il metodo non separa i diversi contributi.

Il secondo metodo descritto, denominato nel rapporto “Metodo C” (Misura del livello di pressione sonora dalla turbina a 8 m/s), propone invece una procedura per individuare il contributo al livello sonoro globale della sola componente dovuta alle turbine.

In un diagramma vengono riportati, in funzione della velocità del vento, sia i livelli di pressione sonora totali (turbine più tutte le altre sorgenti di rumore) che i livelli del rumore di fondo (misurati a turbine non funzionanti), entrambi misurati nel punto di immissione. I dati relativi al solo rumore di fondo vengono approssimati da un polinomio di secondo ordine usando una tecnica di regressione:

$$L_n = a + bv + cv^2$$

dove L_n è l'approssimazione calcolata del livello di fondo, v è la velocità del vento nel punto di immissione e a , b e c sono costanti determinate dalla regressione.

I livelli misurati di pressione sonora totali $L_{Aeq,free}$ vengono corretti dal rumore di fondo in base alla relazione:

$$L_{Aeq,corr} = 10 \log_{10} (10^{L_{Aeq,free}/10} - 10^{L_n/10})$$

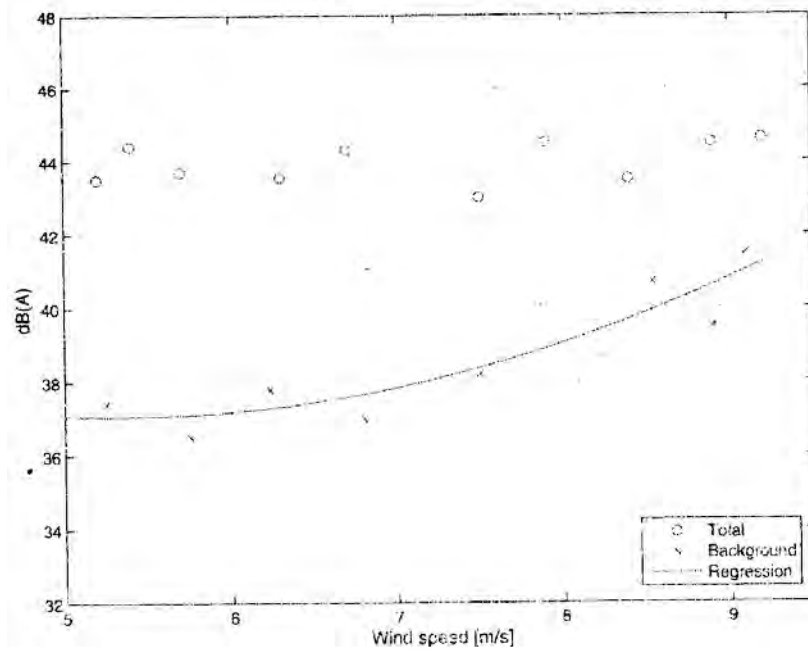


Figura 8: valori del livello di rumore di fondo (croci), profilo della curva di regressione (linea continua) e valori del livello di rumore ambientale (cerchi) in funzione della velocità del vento valutata al punto di misura.

dove $L_{Aeq,corr}$ è il livello di rumore della sola turbina, $L_{Aeq,free}$ è il livello di rumore totale (turbina più tutte le altre sorgenti di rumore di fondo) e L_n è il livello di rumore di fondo ricavato dalla curva di regressione per la stessa velocità del vento del livello di rumore totale.

La velocità del vento misurata alla turbina è quindi ricalcolata per corrispondere alla velocità del vento a 10 m di altezza in base alla seguente relazione:

$$v_{10} = v_h \frac{\ln(10/z_0)}{\ln(h/z_0)}$$

dove v_{10} è la velocità del vento, v_h è la velocità del vento misurata, h è l'altezza in metri dal terreno dell'anemometro, \ln è il logaritmo naturale e z_0 è la lunghezza di rugosità in metri.

La lunghezza di rugosità viene stimata in base al tipo di terreno fra la turbina e il punto di misura come riportato nella tabella 3.1 (nel documento in esame viene proposta la tabella 3.1 per stimare z_0 ma in letteratura si trovano anche valutazioni leggermente diverse; mediamente, il valore che può assumere z_0 ricade nell'intervallo fra 1/10 e 1/30 dell'altezza media degli elementi di rugosità del terreno).

Tabella 7: valori del coefficiente di rugosità in funzione del tipo di terreno.

Tipologia di terreno	Rugosità z_0 (m)
Superfici d'acqua, neve o sabbia	0.0001
Spazi aperti, terreno piano, erba tagliata o terreno nudo	0.01
Terreni coltivati con vegetazione	0.05
Periferie, città, foreste, aree con molti alberi e cespugli	0.3

I livelli di pressione sonora corretti ($L_{Aeq,corr}$), come ricavati dalla relazione sopra descritta, vengono riportati in un grafico in funzione della velocità del vento ricalcolata a 10 m, e il livello di pressione sonora dovuto alla sola turbina alla velocità del vento di 8 m/s viene determinato dal corrispondente valore ricavato dalla retta di regressione (fig. 9).

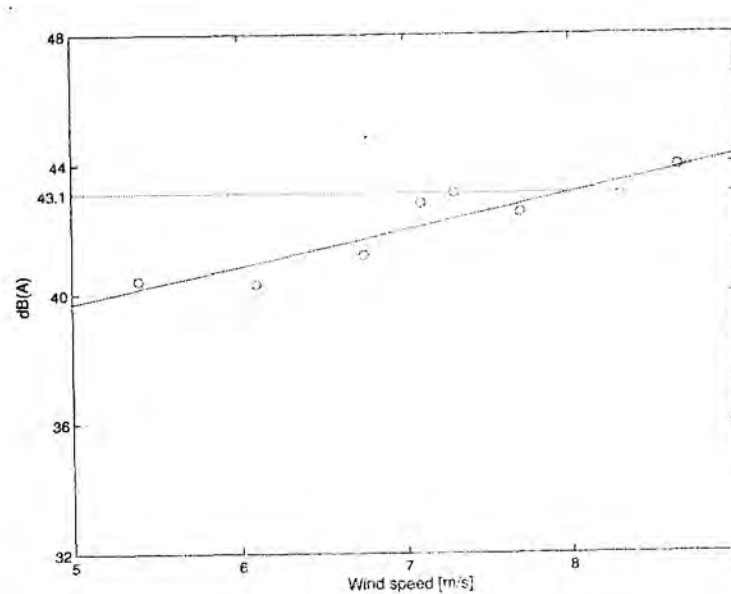


Figura 9: esempio di grafico per la determinazione di $L_{Aeq, corr}$

4. Problematiche legate a misure di rumore ambientale per velocità di vento a terra superiori a 5 m/s. Effetto della turbolenza sul microfono rispetto ai dati registrati. Importanza della tipologia di cuffia antivento.

Le misure di rumore sul lungo termine presso i siti ove sono già realizzati impianti eolici, o sono fase di progettazione, presentano normalmente una forte correlazione tra il livello misurato e la velocità del vento. La correlazione è tale che i livelli aumentano con la velocità del vento e diminuiscono in situazione di calma di vento. E' interessante comprendere se i livelli di rumore misurati aumentano e diminuiscono in funzione del rumore realmente indotto dalle condizioni di vento, o se invece aumentano perché la massa d'aria che colpisce il microfono genera un "falso rumore" generato dal microfono stesso.

Per minimizzare e ridurre l'effetto negativo che può indurre il flusso del vento sul microfono è stato messo a punto il sistema seguente.

Uno schermo antivento si può realizzare utilizzando due cuffie antivento da montare insieme intorno al microfono. La cuffia primaria è realizzata tramite una sfera di materiale poroso a celle aperte e di diametro pari a 90 mm. La cuffia antivento sferica deve essere centrata intorno alla membrana del microfono. La cuffia secondaria, necessaria per aumentare il rapporto segnale/rumore alle basse frequenze, è anch'essa una sfera di diametro 25 cm, realizzata in materiale poroso a celle aperte con un telaio interno per mantenerla rigida. Lo spessore di questa cuffia deve essere pari a 25 mm e la porosità deve essere tale da presentare da 4 ad 8 pori ogni 10 mm. Anche questa cuffia secondaria deve essere centrata attorno alla membrana del microfono.

Un altro accorgimento che può essere utilizzato è quello del cosiddetto "piatto di misura". Per aumentare il rapporto segnale/rumore è consigliato l'uso del "piatto grande". Questo deve essere rettangolare di dimensioni pari ad almeno 1,5 x 1,8 m, deve essere piatto e fatto di un materiale acusticamente duro. Si può utilizzare il legno compensato di spessore pari ad almeno 1 cm. Le due posizioni raccomandate del microfono sono mostrate in figura 10.

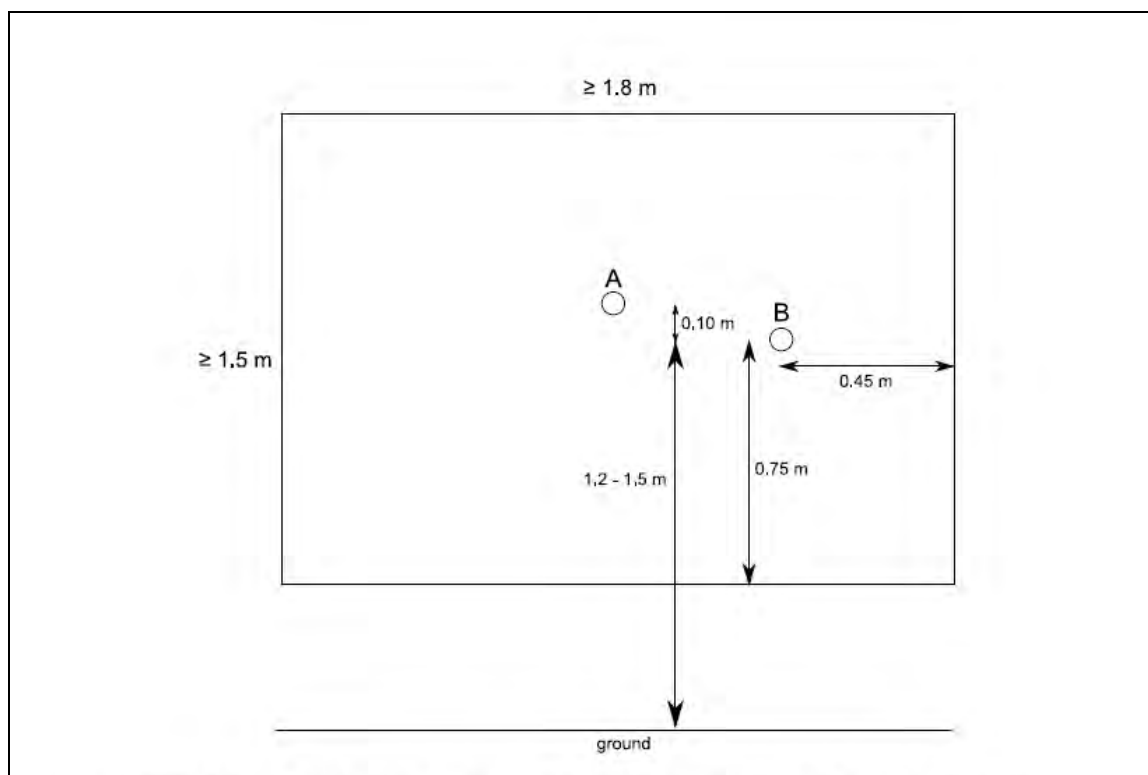


Figura 10: vista frontale della tavoletta. La posizione del microfono A deve essere utilizzata per eliminare il contributo di altre sorgenti o superfici riflettenti. La posizione del microfono B deve essere usata per eliminare il rumore del vento sul microfono.

5. Nella valutazione dell'impatto acustico di impianti eolici entrano in gioco velocità del vento misurate a diverse altezze dal suolo: relazione o correlazione tra la velocità del vento al rotore, quella presso i ricettori e quella a 10 m dal suolo.

La necessità di conoscere il comportamento verticale della velocità del vento nasce dal fatto che normalmente il dato acustico, riferito alle emissioni dell'aerogeneratore, viene certificato in funzione della velocità del vento valutata ad una quota prefissata (tipicamente $h = 10\text{ m}$), che normalmente non corrisponde a quella rilevata al suolo ($h \approx 2\text{ m}$), che invece rappresenta la quota di riferimento per la misura della rumorosità residuale nell'ambito della verifica dei limiti fissati dalla normativa. Risulta dunque necessario rendere confrontabili gli effetti acustici prodotti dal vento che inizialmente possono essere riferiti a quote non omogenee.

Una funzione generale che consente di correlare la velocità del vento alla quota e alla orografia del terreno è di seguito indicata:

$$V_{h2} = V_{h1} \cdot \frac{\log\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

dove z_0 rappresenta quella caratteristica della superficie del terreno in grado di alterare il gradiente del vento e V_{h1} è la velocità valutata alla quota h_1 .

La precedente equazione può essere riscritta in termini non logaritmici come di seguito rappresentato:

$$\frac{V_{h2}}{V_{h1}} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^m$$

dove la costante m rappresenta la classe di stabilità atmosferica anch'essa dipendente dalla superficie del terreno.

Tabella 8: Valori del coefficiente di rugosità z_0 del terreno (unità di misura: m)

Tipologia di terreno	Rugosità z_0 (m)
Superfici d'acqua, neve o sabbia	0,0001
Spazi aperti, terreno piano, erba tagliata o terreno nudo	0,01
Terreni coltivati con vegetazione	0,05
Periferie, città, foreste, aree con molti alberi e cespugli	0,3

Lo schema di calcolo indicato di seguito riporta lo standard informativo (necessario alla valutazione del gradiente verticale in funzione delle caratteristiche orografiche del terreno), tratto dalla norma tecnica di riferimento e dalla bibliografia corrente.

Emerge con evidenza il forte carattere di sintesi che acquista l'espressione della norma CEI EN 61400-11 che riflette gli obiettivi fortemente standardizzati della norma medesima, mentre l'espressione riportata in letteratura risulta probabilmente più adatta alla comprensione del fenomeno nell'ambito di un accertamento orientato a valutazioni di tipo ambientale, che si sviluppa considerando le seguenti esigenze e fasi di analisi:

- la verifica strumentale realizzata per la certificazione acustica dell'aerogeneratore (livello di potenza sonora apparente misurato secondo la norma tecnica di riferimento) prevede misure fonometriche a terra e il prelievo del vento a quota $h = 10 \text{ m}$ dal suolo;
- la rumorosità residuale e ambientale si verifica con accertamenti fonometrici a terra ($h \approx 2 \text{ m}$) i cui risultati devono essere correlati con la velocità del vento prelevata sempre a terra.

Per considerare la reale configurazione orografica del sito indagato, risulta necessario operare le seguenti normalizzazioni con l'altezza:

- a partire dai dati di certificazione acustica si stima la velocità del vento alla quota del rotore utilizzando il valore di rugosità del terreno standard ($z_0 = 0,05 \text{ m}$);
- adottando un valore di rugosità z_0 che rappresenti la reale configurazione orografica del sito indagato si ricalcola la velocità del vento al suolo in funzione di quella valutata in quota.

Così facendo, si stabilisce la relazione tra la velocità del vento che effettivamente produce la rotazione delle pale con quella che produce la rumorosità residuale valutata al suolo nel sito indagato.

CEI 61400-11 (2004)

H =	73.3	m	altezza del rotore
z0 =	0.3	m	rugosità del sito
z =	4	m	altezza anemometro
zref =	10	m	altezza di riferimento
z0ref =	0.05	m	rugosità di riferimento
Vs (10m) =	3	m/sec	velocità di riferimento

$$\frac{V_z}{V_{10}} = \frac{\log\left(\frac{z}{z_{0ref}}\right) \cdot \log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H}{z_{0ref}}\right) \cdot \log\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

$$\frac{5.4948199}{3.5617067}$$

$$\frac{V_z}{V_{10}} = 1.542749$$

$$V_z = 4.628247 \text{ m/sec}$$

Van der Berg (Bibliografia)

$$\frac{V_z}{V_1} = \frac{\log\left(\frac{h_z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

La misura del vento da correlare alla potenza acustica è condotta secondo norma CEI e dunque:

h anemometro = 10 m
z0 = 0.05 m

1. Si calcola la velocità del vento a quota rotore (H) nelle condizioni di riferimento CEI:

$$\frac{V_z}{V_{10}} = \frac{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{10}{z_0}\right)} \quad \frac{V_z}{V_{10}} = 1.375964$$

V10 =	12	m/sec
z0 =	0.3	m
H =	73.3	m
z =	2	m

2. Si calcola la velocità del vento alla quota preferita e nelle condizioni reali del sito:

$$\frac{V_z}{V} = \frac{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)} \quad \frac{V_z}{V} = 0.345023$$

3. Assemblando del due formule otteniamo:

$$V_z = V_{10} \cdot \frac{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)} \cdot \frac{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{10}{z_0}\right)}$$

$$V_z = 5.7 \text{ m/sec}$$

6. La scelta del modello di propagazione

L'accuratezza nella modellazione della propagazione del rumore emesso dalle turbine eoliche dipende dai seguenti fattori:

- dipendenza dalla frequenza dei dati relativi al livello di potenza sonora della sorgente;
- caratteristiche dell'area di progetto, quali la orografia del terreno e le condizioni meteorologiche del sito;
- l'algoritmo utilizzato dal modello di propagazione.

Un algoritmo di calcolo molto utilizzato è quello definito dalla norma ISO 9613. Questo standard tiene in considerazione la divergenza geometrica, l'assorbimento dell'atmosfera, l'attenuazione dovuta all'effetto del terreno, l'effetto schermante degli ostacoli, le condizioni meteorologiche.

In questo capitolo si vogliono evidenziare e descrivere quegli aspetti della norma ISO 9613 che influenzano l'applicazione dello standard agli impianti eolici. Sono state infatti individuate delle metodologie che possono essere impiegate per trattare l'attenuazione dovuta all'effetto dell'atmosfera, del terreno, della geometria del rotore (attenuazione laterale). Se questi effetti sono ignorati o trascurati, possono verificarsi incertezze non trascurabili nel calcolo dei livelli di rumore in prossimità dei ricettori.

Negli ultimi anni sono stati sviluppati molti modelli per calcolare la propagazione del rumore generato dalle turbine eoliche. La norma ISO 9613 è tra gli standard più utilizzati ed implementati nei più diffusi software commerciali. Utilizzata per stimare i livelli di pressione sonora ad una specificata distanza dalle sorgenti di rumore, essa è basata su algoritmi di propagazione sonora che valutano l'attenuazione del rumore in ambiente esterno.

Gli algoritmi utilizzati sono dipendenti dalla frequenza e tengono in considerazione i seguenti effetti:

- divergenza geometrica;
- riflessione delle superfici;
- assorbimento atmosferico;
- effetto di schermatura del terreno e degli ostacoli;
- terreno complesso;
- attenuazione laterale dovuta all'effetto del terreno;
- direttività della sorgente;
- attenuazione dovuta alla vegetazione;
- attenuazione dovuta alle condizioni meteorologiche.

Ci sono molti vincoli considerati dalla norma ISO 9613 che possono avere implicazioni nei casi di modellazione dei generatori eolici. Essi sono in parte legati a:

- dati di emissione delle turbine eoliche, ottenuti secondo la norma IEC 61400-11;
- all'altezza del rotore ed alle dimensioni dell'area spazzata dalle pale;
- ai fattori meteorologici che influenzano la propagazione del suono a grandi distanze.

Condizioni Atmosferiche Non Standard e Propagazione su Vasta Scala: la modellazione acustica utilizza metodologie che considerano condizioni atmosferiche "standard". Gli algoritmi della norma ISO 9613 dipendono da condizioni atmosferiche che favoriscono la propagazione del suono. Tali algoritmi possono essere utilizzati in un intervallo di velocità medie del vento in condizioni sottovento che vanno da 1 m/s a 5 m/s , misurate ad altezze dai 3 agli 11 m sopra il livello del terreno. Velocità del vento al di fuori di questo intervallo non sono esplicitamente considerate negli algoritmi di propagazione della norma. E' perciò necessario considerare questi fattori limitanti

durante la valutazione della emissione di rumore da turbine eoliche in condizioni di ventosità elevata, incluse quelle relative alla situazione di regime massimo.

Livelli di Emissione delle Turbine Eoliche ed Effetti Meteorologici: i dati relativi alla emissione sonora delle turbine eoliche, riportati nelle schede tecniche delle ditte produttrici, sono misurati e riportati secondo delle procedure stabilite dalla normativa tecnica relativa. La affidabilità della modellazione acustica secondo la norma ISO 9613 dipende fortemente dalla aderenza dei dati di emissione alle procedure di valutazione e misura dettate dalla norma IEC 61400-11:2002 "Wind Turbine Generator Systems – Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques". E' richiesta una modifica di questi dati quando occorre tenere in considerazione specifiche condizioni topografiche e meteorologiche del sito e quando occorre un maggior livello di accuratezza nella modellazione con la norma ISO 9613.

Dimensioni delle Turbine Eoliche ed Attenuazione Laterale: le altezze convenzionali delle turbine eoliche comunemente utilizzate sono al di fuori della tolleranza fissata dalla norma ISO 9613 per l'altezza delle sorgenti di rumore sopra la quota del terreno ($1 \div 30 m$). L'altezza della sorgente sonora è utilizzata per definire sia l'attenuazione laterale sia gli effetti di propagazione sottovento. Una turbina eolica dovrebbe essere caratterizzata come una sorgente areale in corrispondenza dell'area spazzata dalle pale. Solitamente la turbina eolica è considerata come una sorgente puntiforme; questa assunzione comporta una sottostima dei livelli di pressione sonora nelle immediate vicinanze della sorgente stessa.

6.1 Condizioni atmosferiche non standard e propagazione a lunga distanza

Un'onda acustica che si propaga dalla sorgente distribuisce l'energia acustica su una superficie la cui estensione aumenta con la distanza dalla sorgente all'interno di un'atmosfera uniforme. Come conseguenza della conservazione dell'energia, l'intensità sonora diminuisce con l'inverso della distanza dalla sorgente. La propagazione sferica è normalmente utilizzata come prima approssimazione per valutare la diminuzione del rumore. Questo approccio assume che le onde acustiche si propagano secondo fronti d'onda sferici e che la diminuzione dei livelli di pressione sonora diminuisca con il quadrato della distanza dalla sorgente. L'equazione che descrive analiticamente questo fenomeno è la seguente:

$$A = 10 \log (r^2) = 20 \log (r)$$

dove A è l'abbattimento del livello di pressione sonora ed r è la distanza del ricevitore dalla sorgente.

Nelle condizioni reali la propagazione del suono non è esattamente sferica, a causa di un certo numero di fattori meteorologici quali l'assorbimento dell'aria, la non uniformità del mezzo di propagazione, l'interazione delle onde sonore con il terreno. La norma ISO 9613 assume che la propagazione sia sferica in condizioni di propagazione sottovento. Le condizioni per la propagazione sottovento della norma stabiliscono una direzione del vento all'interno di un angolo di $\pm 45^\circ$ nella direzione tra la sorgente e il ricevitore.

Effetti meteorologici anomali sono rappresentati dall'inversione termica e del vento e dai cosiddetti flussi d'aria al livello del terreno.

Alla quota del terreno, i gradienti verticali del vento e della temperatura determinano la rifrazione dei fronti d'onda verso l'alto o verso il basso. Nel caso di inversione termica, quando uno strato di aria più fredda al livello del terreno si trova sotto uno strato di aria più calda, i raggi sonori sono rifratti verso il basso in direzione del terreno favorendo così la propagazione verso i ricettori.

Elevate variazioni del gradiente della temperatura atmosferica si manifestano solitamente durante situazioni di calma di vento o di vento molto debole, quando le turbine eoliche non sono in funzione.

I flussi d'aria al livello del terreno (*Low Level Jet Streams*) sono causati dal raffreddamento della superficie del terreno, che determinano una riduzione della resistenza per attrito sul vento prodotto dai moti convettivi dell'aria e permettono perciò alla velocità del vento di aumentare. Similmente alle condizioni di inversione termica, il suono che si propaga sottovento viene rifratto verso il terreno, favorendo così la propagazione su grandi distanze.

In presenza di questo fenomeno (flusso d'aria a livello del terreno) il mezzo di propagazione è limitato dal terreno e dallo strato atmosferico superiore che funzionano da guida d'onda all'interno della quale rimane confinata l'energia sonora. In queste condizioni è stato osservato che l'energia sonora si propaga secondo il principio della divergenza sferica fino a distanze pari a una o due volte l'altezza dello strato del flusso d'aria a livello del terreno. Oltre questa distanza, la propagazione avviene per divergenza cilindrica per cui l'attenuazione è proporzionale alla distanza e non più al suo quadrato:

$$A = 10 \log (r)$$

E' stato riscontrato che effetti meteorologici anomali sono del tutto trascurabili fino a distanze brevi (qualche centinaio di metri), ma diventano rilevanti a distanze maggiori di 800 m nel caso di sorgenti poste a quota elevata come le turbine eoliche. La norma ISO 9613 considera questi eventi durante la propagazione sottovento attraverso un fattore di correzione meteorologico C_{met} descritto dalla seguente equazione:

$$C_{met} = C_0 \left[1 - \frac{10(h_s + h_r)}{d_p} \right] \quad \text{if } d_p > 10(h_s + h_r)$$

dove:

C_{met} = termine di correzione meteorologico (dB)

H_s = altezza della sorgente (m)

H_r = altezza del ricevitore (m)

D_p = distanza tra la sorgente e il ricevitore (m)

C_0 = fattore dipendente dalla velocità del vento, dalla direzione e dal gradiente di temperatura verticale del luogo (dB).

Il valore di C_0 varia tra 0 e 5 dB; sono da escludere valori superiori a 3 dB, nelle valutazioni di condizioni meteo sul lungo periodo, mentre si può considerare un valore anche fino a 5 dB nelle valutazioni di condizioni meteorologiche che si riferiscono ad un singolo giorno.

Relativamente al trattamento delle condizioni di turbolenza dell'aria, la norma ISO 9613 considera essenzialmente che l'aria sia in stato laminare e non turbolento. In realtà, lungo il percorso sorgente ricevitore, si manifestano turbolenze nel mezzo di propagazione (aria) che quasi mai è omogeneo. In queste condizioni, si produce il cosiddetto "effetto scattering" sulle onde sonore che ne esalta l'attenuazione. Nel caso di scarsa disomogeneità dell'aria, l'effetto scattering e di conseguenza l'attenuazione, è ridotta. A causa della complessità del fenomeno e degli algoritmi che dovrebbero descrivere questo fenomeno, la norma ISO 9613 non dispone di termini di correzione che tengano in conto tale fenomeno; ciò comporta una stima cautelativa (a favore di sicurezza) dei risultati ottenuti.

6.2 Livelli di emissione delle turbine eoliche ed effetti meteorologici

La definizione accurata dei dati di input relativi all'emissione della sorgente sonora è fondamentale per raggiungere la massima accuratezza nel calcolo previsionale. A questo scopo le ditte produttrici di turbine eoliche forniscono i valori del livello di potenza sonora in funzione di valori interi della velocità del vento riferita a 10 m di altezza. La norma IEC 61400-11 definisce le procedure da utilizzare nella misura, analisi e documentazione finale dei dati di emissione acustica delle turbine eoliche. L'applicazione di questo standard fornisce i valori spettrali del livello di potenza sonora ponderato "A" (L_w-dBA) per valori della velocità del vento compresa tra 6 m/s e 10 m/s. Negli Stati Uniti è diventato un protocollo standard usare il livello di potenza sonora massimo tra quelli forniti dalla ditta produttrice per la specifica turbina eolica considerata. Questo criterio è accettabile quando bisogna effettuare una valutazione di impatto acustico, con riferimento ad un limite assoluto, senza tener conto di un impianto eolico esistente e in funzione; infatti, quando occorre valutare la compatibilità di un impianto di progetto con uno o più impianti già esistenti, è necessario stimare i livelli prodotti da quello di progetto al variare delle condizioni di vento possibili per stabilire, appunto, se l'impianto di progetto è compatibile con quelli già presenti.

La norma ISO 9613 consente la trattazione della direttività e della presenza di componenti tonali. Per sorgenti areali, il caso peggiore si verifica quando la gran parte dell'area di emissione è visibile, ovvero quando la massima area spazzata dalle pale è visibile dal ricevitore posto immediatamente sottovento. Sotto le condizioni di peggior direttività si otterrà perciò una stima cautelativa dei livelli di rumore previsti ai ricettori.

Il vento in quota è poco influenzato dalla presenza e dall'effetto della superficie del terreno. Negli strati bassi dell'atmosfera, la velocità del vento è influenzata dalle forze di attrito tra la massa d'aria in movimento e il terreno, in relazione alla presenza di ostacoli, alla rugosità e orografia del terreno stesso.

Il coefficiente di attrito aerodinamico (Z_0) è l'altezza rispetto al suolo alla quale il profilo verticale logaritmico della velocità del vento risulta pari a zero. Al crescere del valore di Z_0 corrisponde un aumento della turbolenza che si sviluppa al passaggio del flusso d'aria sopra la superficie ruvida del terreno. La norma IEC 61400-11 utilizza il coefficiente Z_0 nel metodo per la standardizzazione della misura della velocità del vento per tenere conto delle condizioni del sito reali. I dati relativi all'emissione sonora delle turbine eoliche, forniti con il metodo della norma IEC 61400-11, si riferiscono ad un valore di Z_0 di 0,03 o 0,05 m. Per calcolare la velocità del vento all'altezza del mozzo della turbina (hub height), la norma IEC 61400-11 definisce un profilo logaritmico del vento attraverso questa equazione.

$$V_s = V_z \left[\frac{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_{0ref}}\right) \ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{z_{0ref}}\right) \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \right]$$

dove:

V_s = velocità del vento standardizzata (m/s)

V_z = velocità del vento all'altezza z (m/s)

Z_{0ref} = coefficiente di rugosità del suolo di riferimento (tipicamente pari a 0,05 o 0,03 m)

Z_0 = coefficiente di rugosità del suolo;

H = altezza del mozzo (hub height);

Z_{ref} = altezza di riferimento (10 m)

Z = altezza dell'anemometro.

Il profilo verticale della velocità del vento può essere considerato logaritmico nelle condizioni di atmosfera neutra e con coefficiente Z_0 costante; tuttavia quando le condizioni dell'atmosfera non sono più neutre e si sviluppano forti effetti termici il profilo verticale della velocità del vento subisce delle variazioni rispetto al profilo logaritmico. L'equazione seguente può essere utilizzata in simili condizioni ed il coefficiente di wind shear α è utilizzato per tener conto del profilo verticale del vento di tipo polinomiale

$$V_s = V_z \left(\frac{H}{Z_{ref}} \right)^\alpha$$

dove:

V_s = velocità del vento standardizzata (m/sec)

V_z = velocità del vento all'altezza z (m/sec)

H = altezza del mozzo (hub height);

Z_{ref} = altezza di riferimento (10 m);

α = coefficiente di wind shear

Questa equazione è utilizzabile in condizioni di terreno non complesso fino ad altezze di 200 m circa sopra il piano di campagna.

Nel caso in cui, nel sito di interesse, siano disponibili dati anemometrici a lungo termine, riferiti a quote diverse, il metodo migliore è quello di ricavare lo specifico valore di Z_0 e di α in modo da ricavare il corretto profilo verticale della velocità del vento adatto al luogo dove sono presenti le turbine eoliche.

6.3 Dimensioni della turbina eolica ed attenuazione laterale

L'area spazzata dalle pale della turbina eolica può essere modellata come un disco di sorgenti puntiformi, come un anello di sorgenti puntiformi posizionate all'estremità delle pale o come una sorgente puntiforme posizionata al centro dell'area spazzata in corrispondenza dell'altezza del mozzo. Quest'ultimo metodo è quello più utilizzato per simulare le emissioni da una turbina eolica ed è appropriato quando la distanza della sorgente dai ricevitori è pari ad almeno due volte il diametro dell'area spazzata dalle pale eoliche (maggiore di 200 m). In queste condizioni l'equazione utilizzata per il calcolo del livello di pressione sonora al ricevitore è data da:

$$L(DW) = L_w + D_c - A - 10 \log \left(\frac{1}{2} \pi R^2 \right)$$

dove:

$L(DW)$ = livello di pressione sonora sottovento (dB)

L_w = livello di potenza sonora per bande di ottava (dB)

D_c = termine correttivo per la direttività della sorgente (dB)

A = attenuazione acustica per bande di ottava

R = distanza lineare tra il ricevitore e la sorgente.

Il termine D_c dipende dalla direttività della sorgente che, per le turbine eoliche, dipende dalla geometria. La direttività tiene della variazione dell'intensità sonora con l'orientamento rispetto alla sorgente sonora. Per sorgenti omnidirezionali in campo libero il termine D_c è pari a zero. Considerare le turbine eoliche come sorgenti puntiformi omnidirezionali può determinare un approccio cautelativo, sovrastimando i livelli di pressione sonora ai ricettori.

La caratterizzazione della sorgente in termini di altezza del rotore e di diametro dell'area spazzata è importante non solo per calcolare l'attenuazione per divergenza geometrica, ma anche per valutare gli effetti della propagazione del suono nel campo vicino e nel campo lontano. I livelli di pressione sonora nel campo vicino infatti non diminuiscono con il quadrato della distanza dalla sorgente e perciò i livelli di pressione sonora nel campo lontano non possono essere accuratamente quantificati con le misure effettuate nel campo vicino.

Per determinare la distanza sorgente-ricevitore richiesta nel campo lontano è consigliabile riferirsi alla lunghezza d'onda delle basse frequenze, considerato che a 20 Hz la lunghezza d'onda è approssimativamente di 17 m mentre a 1000 Hz è di circa 30 cm.

Nella zona del campo vicino, l'interazione delle onde sonore provenienti da varie parti della turbina portano ad un effetto di interferenza ed i livelli di pressione sonora non decrescono necessariamente di 6 dB per ogni raddoppio di distanza dalla sorgente. Di conseguenza un calcolo accurato secondo la norma ISO 9613 non è possibile in questa regione. Nel campo lontano l'effetto della geometria della sorgente è trascurabile, in quanto velocità e pressione delle onde acustiche prodotte dalle varie parti della sorgente sono in fase. In questa zona perciò il calcolo dei livelli di pressione sonora seguirà il criterio di attenuazione standard (divergenza sferica; abbattimento di 6 dB per ogni raddoppio di distanza dalla sorgente).

Secondo la norma ISO 9613 una sorgente areale può essere modellata da un gruppo o da una singola sorgente puntiforme equivalente quando la distanza del ricevitore dalla sorgente è superiore a due volte la dimensione massima della sorgente. Se il ricevitore si trova a distanza inferiore, ovvero nella zona di campo vicino, la norma ISO 9613 non stimerà correttamente i livelli producendo infatti una sottostima dovuta al fatto che parti della sorgente di rumore reale si troveranno a distanza dal ricettore inferiore alla distanza sorgente puntiforme

equivalente-ricevitore. Durante il funzionamento delle turbine eoliche, la distanza tra la punta delle pale e il ricevitore è inferiore alla distanza tra il centro del rotore, dove viene posizionata la sorgente puntiforme ideale, e il ricevitore stesso.

6.4 Confronto tra il modello Nord 2000 e lo Standard ISO 9613

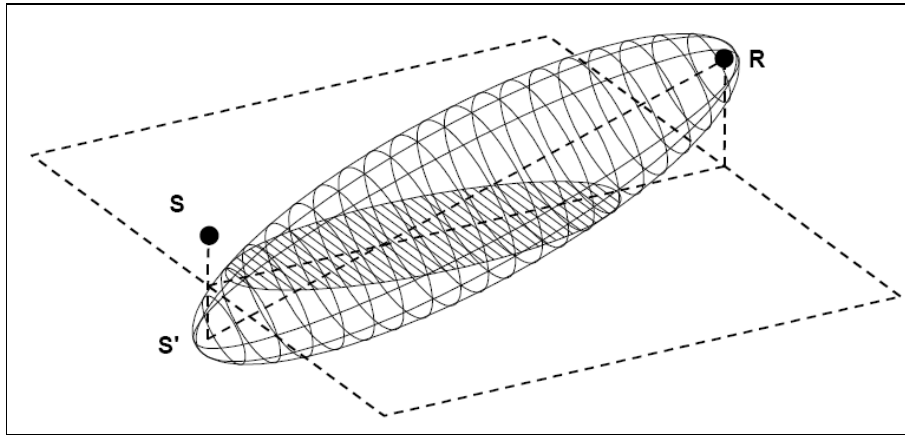
Il modello di propagazione sonora Nord2000 è stato sviluppato a partire dal 1996 dalla società danese Delta, su iniziativa del Consiglio Nordico dei Ministri, organo istituzionale di cooperazione intergovernativa che dal 1971 raccoglie Danimarca, Finlandia, Islanda, Norvegia and Svezia. Lo scopo del progetto era quello di implementare una nuova generazione di metodi di previsione del rumore ambientale sulla base dei risultati ottenuti dai precedenti modelli degli anni '70 e dei primi anni '80, abbandonando l'approccio empirico ed utilizzando algoritmi teorici di calcolo in banda di frequenza.

L'uso del modello di propagazione Nord2000 presenta delle differenze e delle caratteristiche aggiuntive rispetto al modello di propagazione proposto dalla norma ISO 9613-2, che risulta oggi il metodo di calcolo più largamente utilizzato, adottato anche a livello internazionale da molti regolamenti legislativi e standard tecnici per una grande varietà di sorgenti, tra cui anche gli aerogeneratori. Proprio per questi ultimi, il modello Nord2000 presenta delle peculiarità aggiuntive che lo rendono meglio adattabile al caso specifico. Di seguito è presentata una rassegna di sintesi dei due modelli, mettendo in risalto le caratteristiche comuni e le differenze sostanziali.

Entrambi i modelli operano per sorgenti puntiformi e possono estendere il concetto di sorgente puntiforme alle sorgenti lineari e areali. Il calcolo eseguito con il modello Nord2000 comprende le bande di terzi d'ottava di frequenze centrali comprese tra 25 Hz e 10 kHz e risulta quindi più dettagliato rispetto al calcolo con modello ISO, il quale viene effettuato in bande d'ottava con frequenze centrali comprese tra 63 Hz e 8kHz: il Nord2000 comprende sia un intervallo più ampio dello spettro dell'udibile, sia una maggiore risoluzione spettrale, con un numero di valori dei livelli di banda che risulta all'incirca il triplo rispetto ai valori in ottava.

Dal punto di vista dei contributi di attenuazione nel percorso di propagazione sonora, caratteristiche comuni ad entrambi i modelli sono la divergenza geometrica, calcolata ovviamente con la legge propria della sorgente puntiforme, e l'attenuazione da parte dell'atmosfera, basata sui valori in funzione della distanza dettati dalla norma ISO 9613-1.

L'attenuazione del suolo viene invece calcolata in modo differente dai due modelli. Il modello ISO segue un approccio più tradizionale, basato sulle caratteristiche di assorbimento acustico del terreno relative alla divisione del cammino sorgente-ricevitore in tre diverse zone, la cui estensione è determinata dalle rispettive altezze della sorgente e del ricevitore rispetto al piano campagna: zona della sorgente, zona del ricevitore, zona intermedia, compresa tra le due precedenti. Secondo questa schematizzazione, l'attenuazione del suolo dipende soprattutto dalle caratteristiche delle zone della sorgente e del ricevitore e non aumenta con la dimensione della zona intermedia. Il Nord2000 adotta invece un approccio analitico più complesso, facendo ricorso all'ellissoide di Fresnel (figura sotto): l'ellissoide è costruito, per ciascuna frequenza di centro banda, con la sorgente immagine e il ricevitore ai fuochi; l'ampiezza dell'ellissoide è funzione di una frazione della lunghezza d'onda, variabile da 1/16 a 1/2 in relazione alla frequenza di centro banda; all'aumentare della frequenza diminuisce il valore della frazione.



L'attenuazione del suolo dipende quindi dalle caratteristiche di assorbimento acustico proprie della porzione di terreno compresa all'interno dell'ellissoide (per un terreno piano è un'ellisse). Nel caso in cui in tale porzione si riscontrassero più tipi di terreno, l'assorbimento acustico è calcolato con un'interpolazione, rispetto alle superfici, degli assorbimenti propri di ogni tipo di terreno. L'implementazione analitica tramite strumenti software di superfici ellittiche risulta poco agevole, per cui il modello Nord2000 fa uso del rettangolo circoscritto all'ellisse, di più semplice trattazione e calcolo più agevole.

Un grande vantaggio del modello Nord2000 rispetto al modello ISO è quello di considerare in modo più dettagliato l'effetto delle condizioni meteorologiche e in particolare del vento, che risulta sempre presente e di fondamentale importanza nel caso degli impianti eolici. Il modello ISO permette il calcolo delle sole condizioni sottovento (vento che soffia in direzione sorgente-ricevitore) e considera le condizioni rappresentative di quelle favorevoli per la propagazione del suono. I livelli calcolati $L_{AT}(DW)$ (DW = Down Wind, sottovento) si riferiscono alle condizioni medie per una velocità del vento compresa tra 1 e 5 m/s, misurata ad un'altezza compresa tra 3 e 11 m, con direzione entro un angolo di $\pm 45^\circ$ rispetto alla congiungente sorgente-ricevitore. Oltre al calcolo in queste condizioni moderatamente favorevoli, la norma propone un calcolo dei livelli a lungo termine, in modo da tenere conto della varietà di condizioni meteo che si presentano durante un arco di tempo lungo, dell'ordine di molti mesi o di un anno. A tale scopo viene introdotto un termine di correzione meteorologica sul lungo periodo C_{met} che tiene conto della percentuale del periodo in cui si verificano condizioni meteorologiche favorevoli o meno alla propagazione del suono, calcolato sulla base delle statistiche meteorologiche del sito in funzione della disposizione geometrica di sorgente e ricevitore.

Il metodo Nord2000 presenta un approccio molto più sofisticato riguardo alle condizioni meteo; le variabili prese in considerazione dal modello di propagazione sono:

- velocità media del vento nella direzione di propagazione e altezza alla quale il valore si riferisce;
- deviazione standard della variazione della velocità del vento;
- temperatura del terreno;
- gradiente medio di temperatura;
- deviazione standard della variazione del gradiente di temperatura;
- intensità della turbolenza dovuta rispettivamente al vento e alla temperatura;
- umidità relativa dell'aria.

Data la difficoltà a procedere alla stima di più parametri tra quelli sopra riportati, per alcuni di essi, in mancanza di dati specifici, il modello fissa dei valori costanti appropriati (deviazione standard della velocità del vento e del

gradiente di temperatura e parametri di intensità della turbolenza) mentre altri sono dedotti indirettamente basandosi su una serie di descrizioni appropriate che corrispondono ognuna a valori specifici (gradiente di temperatura).

Per tenere conto degli effetti meteorologici il modello considera il percorso dei raggi sonori e la curvatura che questi subiscono per effetto della variazione di velocità o della rifrazione dell'aria. Di conseguenza, il modello di propagazione Nord2000 consente il calcolo dei livelli sonori sia in condizioni sottovento che sopravvento, calcolando le zone di concentrazione dei raggi sonori e di ombra acustica. Come già accennato, questa caratteristica risulta di fondamentale utilità nel caso degli aerogeneratori, soprattutto per quanto riguarda il calcolo previsionale dei livelli effettuato in fase di valutazione preventiva.

La curvatura dei raggi sonori lungo il percorso di propagazione è tenuta in considerazione anche nel caso di presenza di schermature, a differenza del modello ISO in cui vengono valutate solo le condizioni geometriche e non quelle meteorologiche.

Infine un aspetto, di non poco conto dal punto di vista dell'applicabilità di tali modelli al caso specifico delle turbine eoliche, riguarda l'altezza della sorgente e la distanza limite per la loro applicazione, che nel caso specifico raggiungono entrambi valori molto elevati (100 m e oltre per l'altezza della sorgente, 1-2 km per la distanza di propagazione). Il metodo ISO nasce come modello di propagazione generale per sorgenti vicine al terreno, con un'altezza da terra della sorgente che non dovrebbe eccedere i 30 m, circostanza mai verificata nel caso di pale eoliche di media e grande potenza, le quali presentano un'altezza della torre sempre superiore. La distanza massima di valutazione dei livelli si attesta intorno ai 1000 m: oltre tale distanza l'accuratezza diminuisce dando luogo a valori eccessivamente variabili per un confronto oggettivo con dei limiti stabiliti. Il modello Nord2000 anche in questo caso risulta più adattabile: da un lato permette di considerare sorgenti anche di ragguardevole altezza rispetto al terreno, dall'altro l'accuratezza dei livelli calcolati a grande distanza può essere incrementata approfondendo lo studio delle variabili meteorologiche e fissando valori adeguati.

Nel report di validazione del modello Nord2000 applicato al caso degli aerogeneratori vengono messi a confronto i valori dei livelli calcolati con entrambi i modelli di propagazione nel caso di un impianto esistente su terreno erboso pianeggiante, ad un'altezza di 50 m, confrontando i risultati ottenuti con le misure sul campo. Dai risultati si deduce come i valori modellati con il Nord2000 siano praticamente coincidenti con quelli misurati per le frequenze tra 500 e 2000 Hz, rimanendo a favore di sicurezza per le altre frequenze. I valori ottenuti con il modello ISO presentano generalmente scostamenti maggiori e non si mantengono a favore di sicurezza, risultando quasi sempre più bassi dei valori rilevati sul campo. Le differenze più significative tra i due modelli si manifestano comunque nel caso di propagazione sopravvento: il modello Nord2000 estende l'intervallo di frequenze per le quali manifesta valori coincidenti a quelli misurati, che va da 250 a 2000 Hz, mentre il modello ISO presenta scostamenti ancora maggiori in conseguenza della non validità del modello per le condizioni sopravvento.

Nell'applicazione del modello di propagazione Nord2000 al caso degli aerogeneratori, infine, non sono state riscontrate differenze apprezzabili modellando la turbina eolica come un'unica sorgente puntiforme posta al centro della navicella oppure considerando la sorgente aerale rappresentata dall'area spazzata dalle pale.

In conclusione, l'applicazione del modello Nord2000 sembra poter condurre a risultati migliori rispetto al modello ISO, specialmente nelle condizioni di propagazione sopravvento e nei casi in cui l'altimetria del terreno e le situazioni meteorologiche conducono a scenari di propagazione sonora molto complessi.

7. Applicabilità delle differenze percentili per la valutazione dei periodi in cui è predominante il rumore eolico

I principali elementi che condizionano la possibilità di discriminare le emissioni prodotte dalla sola sorgente impiantistica si riferiscono:

- alla distanza di valutazione rispetto al sito degli impianti;
- alla rumorosità prodotta dal fenomeno ventoso;
- alle ulteriori sorgenti che influenzano la rumorosità residuale.

E' chiaro che la situazione più frequente è quella condizionata dalla concomitanza di uno o più degli elementi sopra indicati.

In termini generali la distanza dagli impianti comporta una riduzione teorica dei livelli tipicamente legati alla divergenza geometrica in campo semisferico applicata alla rumorosità generata da sorgenti di tipo puntuale; dunque già a distanze confrontabili con la altezza del rotore (preferibilmente a partire da distanze maggiori del doppio del rotore) la sorgente può essere considerata puntiforme i cui livelli di rumore subiscono una attenuazione con la distanza calcolabile con le classiche indicazioni riportate nella norma ISO 9613-2.

L'elemento che probabilmente introduce la maggiore incertezza nell'ambito della stima dei livelli assoluti riguarda l'effetto di trascinamento introdotto dal vento in funzione della velocità e del verso di provenienza. Diverse ricerche sperimentali indicano una differenza tra i livelli misurati in posizioni sopravento o sottovento che può raggiungere valori superiori a 4 dB(A) in funzione anche della distanza dagli impianti e soprattutto dalle caratteristiche orografiche e di assorbimento del terreno. Si mettono inoltre in evidenza le conclusioni di alcune pubblicazioni che indicano importanti scostamenti, tra i risultati ottenuti dalla applicazione di modelli previsionali, che possono raggiungere valori teorici superiori a $9 \div 10 \text{ dB}$ soprattutto per valutazioni condotte a distanza superiore a 700 m dagli impianti e per velocità del vento maggiore di 8 m/s .

Posta la condizione di poter trascurare l'influenza di sorgenti residuali di tipo antropico, infrastrutturale o animale, l'unico contributo che potrebbe risultare significativo in ordine ai livelli complessivamente misurati è quello introdotto dal fenomeno ventoso eventualmente integrato dall'influenza della vegetazione.

In merito alla possibilità di accertare il contributo acustico introdotto dalla sola sorgente impiantistica diversi studi indicano l'opportunità di verificare la storia temporale dei livelli rilevati in corrispondenza degli intervalli di tempo caratterizzati da un valore $\Delta = L5 - L95 < 4 \text{ dB}$. Emerge la condizione di rilevare solo quei livelli caratterizzati da un andamento stazionario e poco disturbato da eventi sonori di carattere occasionale.

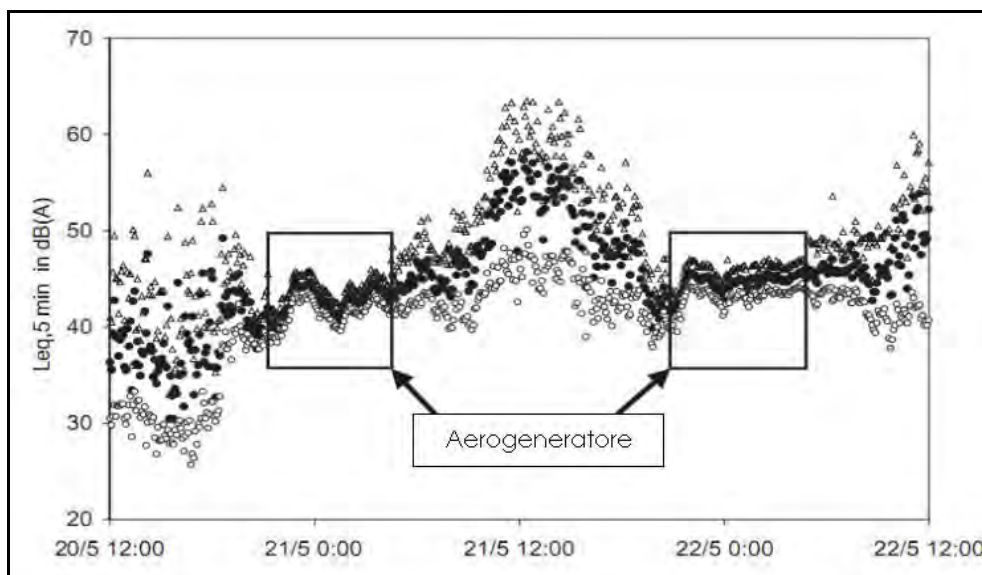


Figura 11: Storia temporale del livello equivalente LAeq (5 min) (●), del valore statistico L5 (Δ) e del valore statistico L95 (o).

La condizione sopra indicata sottende l'implicito requisito che il funzionamento dell'aerogeneratore determini un contributo acustico dominante rispetto alle eventuali ulteriori emissioni residuali comprese quelle introdotte dal vento che potrebbe anche introdurre una rumorosità con importanti fluttuazioni ma caratterizzata da livelli significativamente più bassi rispetto a quelli prodotti dall'impianto.

La questione centrale rimane tuttavia quella di valutare l'emissione di un impianto e il rispetto del limite differenziale in corrispondenza di scenari condizionati dalle emissioni prodotte sia dagli impianti sia dal vento.

Alcuni studi hanno dimostrato la difficoltà di rilevare la rumorosità residua in corrispondenza di un territorio già condizionato dalle emissioni impiantistiche; nel caso dei siti eolici risulta infatti piuttosto difficile sfruttare l'analisi statistica basata sui valori percentili dei livelli misurati per ricavare la rumorosità residua determinata dal fenomeno ventoso.

Evidenze sperimentali indicano infatti importanti scostamenti tra il livello residuo rilevato in assenza del contributo degli impianti, misurato quindi in termini di livello equivalente, e il valore del livello statistico L95 misurato in prossimità dei siti eolici; tale differenza risulta inversamente proporzionale alla distanza dall'impianto. In altre parole la rumorosità minima registrata in prossimità di un sito eolico funzionante può essere fortemente influenzata dalle emissioni prodotte dei singoli impianti che impediscono di fatto l'accertamento selettivo della rumorosità residua.

Alcuni risultati indicano scostamenti $\Delta = L95 - LAeq \text{ Residuo} > 0 \text{ dB}$ che possono raggiungere valori superiori a $3 \div 4 \text{ dB}$ in funzione anche della distanza dagli impianti; in tale situazione si riscontrerebbe una evidente sottostima del livello differenziale.

Risulta dunque fondamentale riferirsi a curve di correlazione rumorosità_vento vs velocità_vento che possano fornire indicazioni il più possibile omogenee e standardizzate sulla rumorosità residua in corrispondenza delle aree coinvolte dalle emissioni degli impianti eolici.

8. I limiti su LA90(10min), LA90(1h) o LAEQ

Molti approcci metodologici per la misura del rumore prodotto dal vento e da sorgenti di rumore stazionario, quali le turbine eoliche, si basano tendenzialmente sulla misura di livelli percentili quali il L_{90} o L_{95} trascurando la misura del livello equivalente di rumore. La giustificazione di questa scelta è da ricondurre al fatto che la misura del contributo di una sorgente stazionaria, avendo eliminato il contributo di altre sorgenti compresenti, si può ricavare proprio dall'analisi del livello percentile L_{90} , come indica la norma UNI_____.

Parimenti la stima della rumorosità di fondo di qualsiasi sito ambientale, escludendo eventi anomali ed occasionali, si può condurre analizzando l'andamento dei livelli percentili L_{90} .

Il metodo descritto in questo paragrafo per la stima del rumore percepito e prodotto da un parco eolico si basa sull'analisi dei livelli percentili L_{90} . Tale metodo potrebbe essere utilizzato in fase di valutazione di impatto acustico previsionale per stimare la reazione della popolazione residente nell'area.

Il metodo di valutazione detto *NPI* (*Noise Perception Index*) si basa sulla stima della percezione sonora delle emissioni di rumore, valutata sul lungo termine, di sorgenti di qualsiasi tipo con riferimento all'incremento di rumore rispetto al rumore residuo.

L'andamento temporale del rumore residuo del sito viene valutato prendendo in considerazione il minimo valore orario del LA_{90} di ciascun giorno di monitoraggio acustico.

Il campionamento della storia temporale dei livelli di rumore avviene con un adeguato tempo di integrazione. Individuato il contributo specifico della sorgente in esame (misurato se esistente, stimato se di progetto) si calcola l'incremento di rumore rispetto al rumore residuo, il rumore totale (residuo + contributo di sorgente).

Nel grafico di figura 12 è riportato un esempio di valutazione del *NPI* in cui:

- il tempo di integrazione è pari ad un'ora;
- in verde è tracciato il profilo temporale del LA_{90} riferito ad ogni ora di misura;
- i triangoli verdi indicano il minimo valore giornaliero del LA_{90} ;
- in rosso è tracciato il profilo temporale del livello di emissione di una sorgente stazionaria caratterizzata da un livello equivalente di 47 dB(A) ;
- in nero è tracciato il profilo temporale del livello di rumore complessivo dato dalla somma oraria del livello di rumore residuo e del livello di sorgente L_{Seq} ;
- in grigio è tracciato il profilo temporale dell'incremento orario del livello di rumore rispetto al livello di rumore residuo;
- il tempo di valutazione è pari a sette giorni.

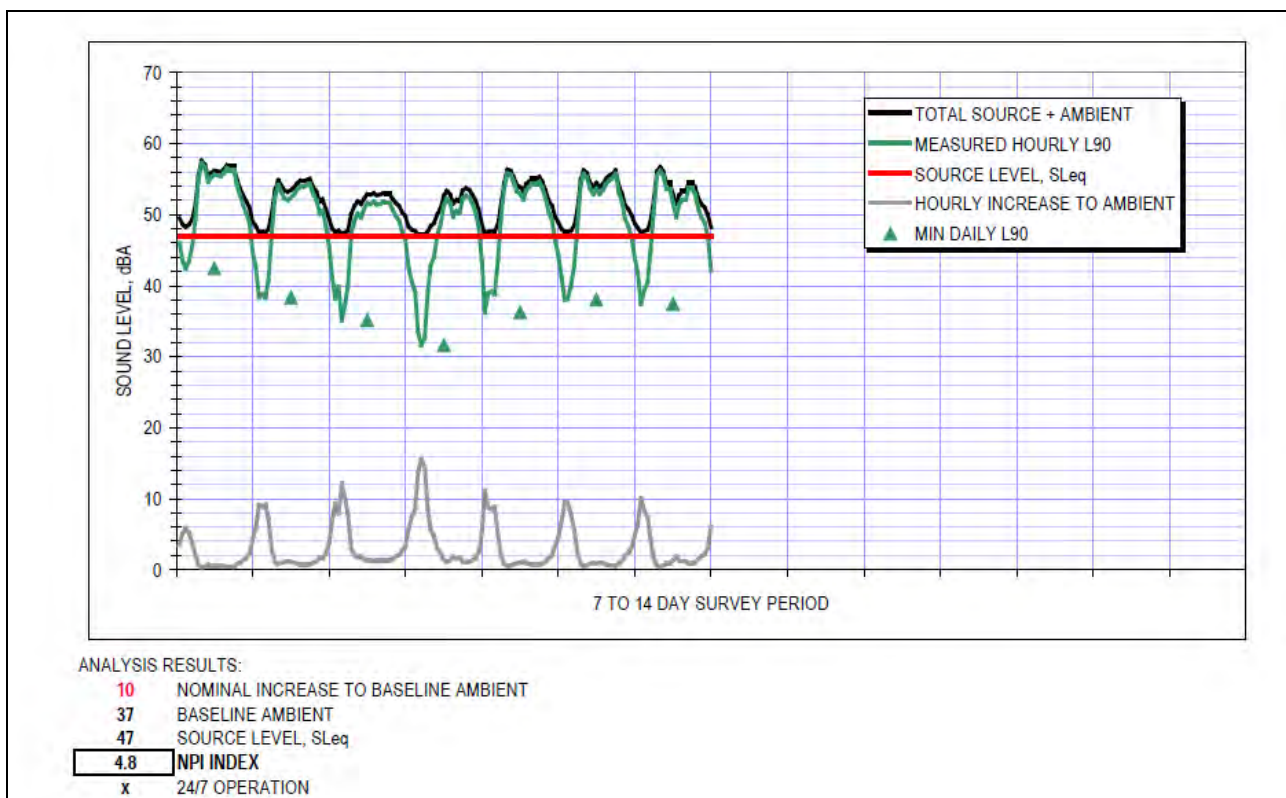


Figura 12: Risultati di un monitoraggio acustico di sette giorni con stima dei parametri necessari per il calcolo del NPI

L'indice NPI è ottenuto come media degli i -esimi NPI_i ottenuti in corrispondenza di ogni i -esimo valore di LA_{90} misurati.

Il valore di NPI_i è così definito:

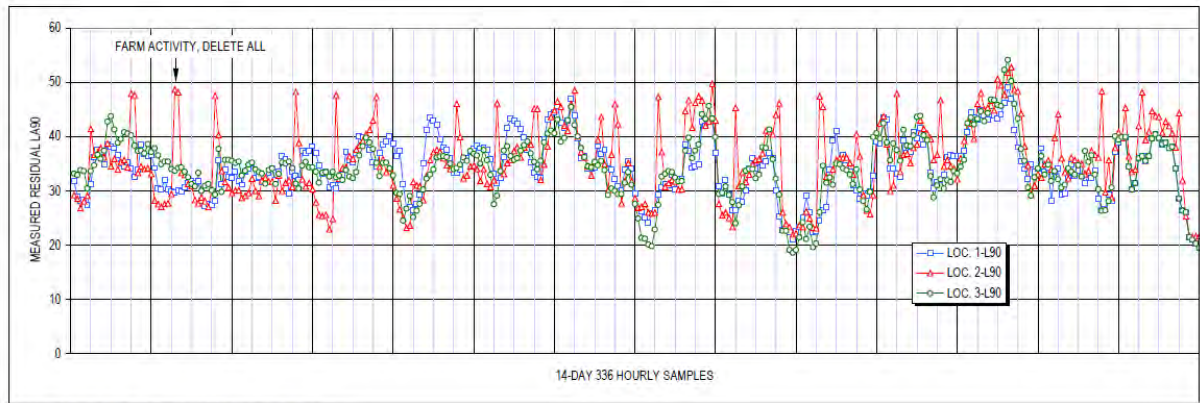
$$10 \text{Log}_{10}[10^{(L_s/10)^i} + 10^{(LA_{90})^i}] - (LA_{90})_i$$

9. Adattamento del Metodo dell' NPI alla valutazione degli impianti eolici

Nella valutazione di impatto dei parchi eolici è necessario innanzitutto stimare il livello di rumore residuale del sito. Per impianti in progetto si raccomanda la misura del livello percentile LA_{90} ottenuto con tempo di integrazione di 10 minuti per almeno 14 giorni di misura.

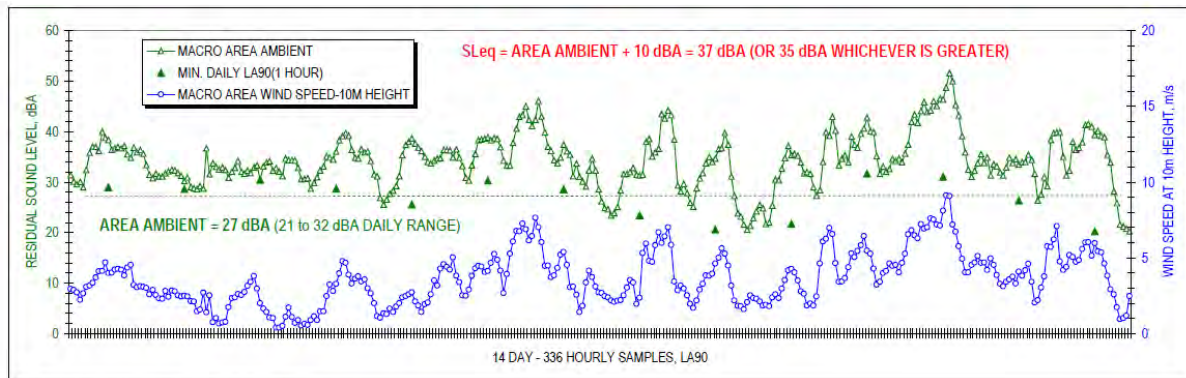
I dati acquisiti vanno correlati alla velocità del vento in modo da determinare i valori di LA_{90} in funzione della velocità del vento nell'intervallo compreso tra la velocità di cut-in e cut-off.

Il grafico di figura 13 riporta l'andamento temporale dei valori orari di LA_{90} misurati in tre postazioni differenti rappresentative di un'area rurale nella quale è prevista la realizzazione di un campo eolico. I picchi della linea rossa (Loc. 2) sono dovuti ad un'attività di lavorazione agricola nei pressi del punto di misura. Il grafico di figura 3 riporta l'andamento orario del LA_{90} ottenuto dalla media dei tre profili del grafico di figura 2, avendo escluso dal calcolo i picchi massimi registrati nel punto di misura Loc. 2. In questo modo è stato possibile caratterizzare la rumorosità residua dell'intera area dove sorgerà il campo eolico. Inoltre, per ogni giorno di monitoraggio acustico, è stato riportato (simbolo triangolo verde) il valore minimo del LA_{90} giornaliero. La media dei quattordici valori così ottenuti ha dato come risultato il valore di 27 $dB(A)$. Il medesimo grafico di figura 14 riporta, in riferimento allo stesso arco temporale, l'andamento orario della velocità del vento misurata a 10 m di altezza.



HOURLY RAW DATA -PRECONSTRUCTION SURVEY

Figura 13: Profilo temporale del LA90 misurato in tre postazioni differenti



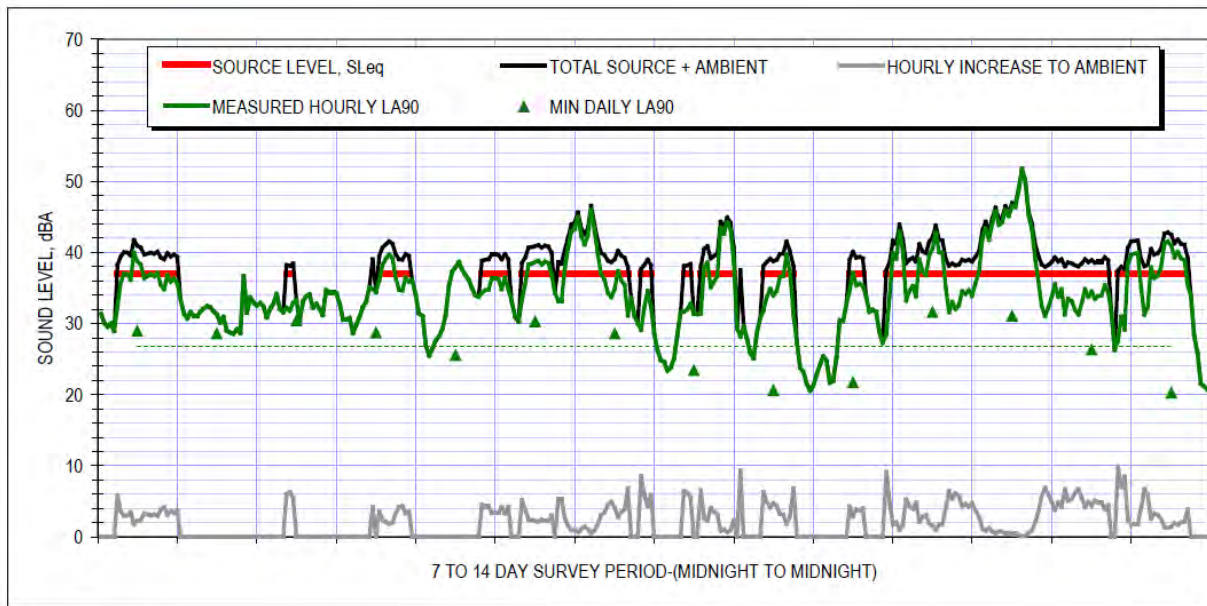
AVERAGED DATA FOR MACRO AREA AMBIENT

Figura 14: Media dei tre profili della figura 2 e andamento temporale della velocità del vento misurata nel sito

Il grafico di figura 15 riporta infine:

- l'andamento orario del LA_{90} medio, già descritto in figura 3;
- i valori giornalieri minimi del LA_{90} ;
- il livello di emissione emesso dal parco eolico, stimato in via previsionale pari a 37 dB(A) , presente solo nei periodi in cui la velocità del vento è superiore a 3 m/s (velocità di cut-in);
- l'andamento orario del livello di rumore complessivo (somma LA_{90} del rumore residuo e del livello di sorgente);
- l'incremento orario di rumore rispetto al rumore residuo (linea in grigio).

Il calcolo dell'indice NPI determina il valore di $2,7 \text{ dB(A)}$.



ANALYSIS RESULTS:

- 10 NOMINAL INCREASE TO BASELINE AMBIENT
- 27 BASELINE AMBIENT
- 40 SOURCE LEVEL, SLeq
- 2.7 NPI INDEX

Figura 15: profilo temporale dei parametri necessari per il calcolo dell'indice NPI

Nella tabella 9 sono elencate quattro intervalli di valori di *NPI*, la relativa percezione sonora avvertita e la reazione prevista dalla popolazione.

Tabella 9: classi di valori dell'indice NPI e relativa percezione e reazione prevista.

INDICE NPI	PERCEZIONE	REAZIONE PREVISTA
< 3 dBA	Generalmente non percettibile	Nessuna risposta avversa
3 – 5 dBA	Da appena percettibile a percettibile	Inizio di una potenziale risposta avversa
5 – 10 dBA	Da percettibile a distinguibile	Aumento della probabilità di una risposta avversa
> 10 dBA	Marcatamente distinguibile	Alta probabilità di una risposta avversa

10. La variazione dello spettro di emissione al variare della velocità di rotazione delle pale: effetti sui livelli misurati in prossimità dei ricettori

La pressione sonora emessa da una turbina eolica si compone sostanzialmente da due diversi contributi: il rumore meccanico ed il rumore aerodinamico. Il rumore meccanico trae origine dai diversi componenti della macchina, quali il generatore elettrico e gli ingranaggi. Il rumore aerodinamico è generato dagli effetti di turbolenza dovuti alla interazione dell'aria con le pale, e ne costituisce la quota prevalente.

Le principali sorgenti sonore degli impianti costituenti la turbina sono gli ingranaggi del moltiplicatore, del generatore, del circuito di raffreddamento e dei componenti ausiliari (tra cui i comandi idraulici del passo delle pale). Un'ulteriore sorgente sonora e di vibrazione può essere costituita dal sistema strutturale composto da navicella, rotore e torre di sostegno.

Il rumore degli ingranaggi, prevalente tra quelli di origine meccanica, è trasmesso per via strutturale e può essere caratterizzato da componenti tonali, soggette a penalizzazione. La realizzazione di turbine con ingranaggi a denti elicoidali e una migliore progettazione della distribuzione dei carichi su sospensioni elastiche che coinvolgono il pilone portante, permettono una significativa riduzione delle emissioni attribuibili agli ingranaggi.

L'interazione tra il profilo delle pale in rotazione e l'aria circostante produce una variazione sistematica del flusso, che comporta una sequenza di pressioni e depressioni all'origine di scie vorticosi, che nell'aria possono produrre emissioni sonore rilevanti.

Perturbazioni del flusso di minore entità possono essere dovute al passaggio delle pale davanti alla torre. Tale fenomeno può provocare emissioni sonore a bassa frequenza legate al numero e alla velocità di rotazione delle pale (solitamente si tratta di emissioni infrasonore).

Le turbolenze che possono generare emissioni sonore significative si producono all'ingresso della superficie della pala, sul suo bordo superiore e alle estremità della medesima. In generale viene prodotta una rumorosità a banda larga (fino a 1 kHz) che in funzione della specifica turbolenza si può presentare come un sibilo con componenti dominanti comprese tra 500 e 1500 Hz. Tipicamente il livello sonoro generato risulta proporzionale alla velocità relativa del vento rispetto al profilo della pala, e alla configurazione geometrica della stessa.

Il rumore prodotto dagli impianti eolici costituisce uno degli elementi a maggiore criticità nell'ambito delle ricadute ambientali prodotte dai suddetti impianti. In tale senso sembrerebbe opportuno affiancare le ordinarie tecniche di previsione, contestuali ai tipici studi di impatto ambientale, con specifiche valutazioni anche qualitative in merito agli effetti associati alla produzione di rumore alle basse frequenze derivante dall'esercizio delle turbine.

Le principali considerazioni che possono essere formulate in merito alle ricadute acustiche prodotte degli impianti eolici - che includano anche gli effetti prodotti dalle componenti a bassa frequenza (compresi gli infrasuoni a basso contenuto energetico) - riguardano i seguenti aspetti che riflettono peraltro le sostanziali difficoltà riscontrabili contestualmente alla suddetta analisi:

- la reale possibilità di verificare strumentalmente - e non solo in prossimità degli impianti - la presenza di emissioni a bassa frequenza anche per componenti tonali valutate a banda stretta e per frequenze inferiori a 50 Hz. A tale proposito si richiamano gli obiettivi indicati nella normativa tecnica di settore che prevedono una certificazione degli impianti eolici sostanzialmente basata sugli standard metrologici di natura ambientale adottando dunque parametri di valutazione basati sugli spettri 1/1 o 1/3 di ottava. La maggior parte dei risultati ottenuti da verifiche strumentali condotte in prossimità degli impianti indicano importanti correlazioni tra l'energia distribuita su bande adiacenti i cui livelli sonori variano con la frequenza senza subire importanti oscillazioni;
- l'opportunità di sviluppare una tecnica di calcolo previsionale - che consideri i fenomeni di generazione e di propagazione delle componenti a bassa frequenza - coerente con i metodi di calcolo già esistenti e maggiormente diffusi, anche per evitare il rischio di una eccessiva articolazione modellistica. A tale proposito si mettono in evidenza alcuni possibili limiti in merito all'utilizzo degli usuali algoritmi previsionali, che potrebbero introdurre incertezze poco prevedibili prodotte i) dal layout delle sorgenti poste tipicamente ad una altezza rispetto al terreno piuttosto elevata, ii) dalla attenuazione che subiscono i livelli di rumore durante la propagazione in campo libero e ostacolato con particolare riferimento alla componenti a bassa

- frequenza e iii) dal vento che induce i propri effetti ancora poco standardizzati non solo per le frequenze centrali ma anche per quelle agli estremi dello spettro;
- l'opportunità di considerare l'interazione fra le componenti a bassa frequenza e le risonanze strutturali degli edifici in funzione delle caratteristiche strutturali degli stessi e delle proprietà di isolamento acustico delle partizioni perimetrali. A tale proposito si mettono in evidenza i risultati ottenuti dalle prime esperienze che indicano l'opportunità di valutare le trasmissioni sonore attraverso le strutture perimetrali secondo standard diversi (verifiche strumentali condotte in prossimità dei vertici strutturali, a distanze ridotte dalle partizioni, ecc.) da quelli usuali più adatti ad accertare l'isolamento acustico nel campo dell'udibile;
 - la difficoltà riscontrabile nell'accertamento della rumorosità ambientale laddove la rumorosità residua (o peggio ancora di fondo) possa essere caratterizzata da componenti spettrali a bassa frequenza non trascurabili;
 - la necessità di definire curve di esposizione/risposta ricavate sulla base di evidenze statistiche reperite dal più ampio numero di fonti possibili. Si richiama il fatto che le componenti a bassa frequenza generate dalle emissioni degli impianti eolici sono pesantemente penalizzate dal filtro di ponderazione "A"; risulta dunque evidente che un diverso tipo di ponderazione potrebbe far emergere componenti tonali altrimenti non evidenti che potrebbero però produrre i loro effetti nella sfera soggettiva.

11. Stima dell'incertezza nella determinazione teorica *ante-operam* o strumentale *post-operam* dell'impatto acustico di un parco eolico

L'articolo, presentato da Pierre Dutilleux e Joachim Gabriel a Berlino nel Secondo Congresso Internazionale sul Rumore Prodotto dalle Turbine Eoliche, mette a confronto le modalità con cui, in Francia ed in Germania, viene valutato il rumore prodotto dagli aereogeneratori, con particolare riferimento alle differenze esistenti nella gestione del problema dell'impatto acustico da un punto di vista normativo. La diffusione di nuovi impianti in Francia è maggiormente frenata rispetto alla Germania principalmente a causa delle criticità di seguito esposte.

L'impiego della norma IEC 61400-11: 2002, con l'emendamento 1 del 2006, è imprescindibile per la certificazione e la verifica della potenza sonora delle turbine. Le tecniche di misura conformi a tale standard internazionale consentono di caratterizzare la sorgente acustica fornendo risultati riproducibili con incertezze dell'ordine di ± 1 dB. Una volta nota la sorgente di emissione sonora, la stima del rumore immesso nell'ambiente circostante un parco eolico, effettuata conformemente al modello previsionale descritto nella norma ISO 9613-2, fornisce un'incertezza nel calcolo previsionale dell'ordine di ± 3 dB. Tale livello di accuratezza, relativamente alla stima del rumore immesso nell'ambiente circostante, rappresenta a tutt'oggi lo stato dell'arte, sebbene la comunità scientifica stia cercando di sviluppare modelli previsionali caratterizzati da un'incertezza più bassa.

Al fine di una corretta valutazione dell'impatto acustico di un parco eolico, è necessario caratterizzare con sufficiente accuratezza, da un punto di vista del rumore, l'ambiente circostante l'installazione. Per quanto riguarda le misure di immissione di rumore in corrispondenza dei ricettori, la Germania, attraverso la "TA-Lärm", ha recepito le raccomandazioni emanate dalla IEA nel 1997, relative all'uso di uno schermo protettivo secondario, che consente di minimizzare il problema del disturbo provocato sul microfono dal rumore di fondo dovuto al vento stesso. Inoltre, poiché il livello del rumore prodotto dalle turbine è spesso simile al rumore di fondo, le raccomandazioni della IEA consigliano di montare il microfono su di una tavola larga, in modo da migliorare il rapporto segnale/rumore di 6 dB.

In Francia, invece, la metodologia per la misura del rumore ambientale è descritta nella norma NF S 31-010, secondo la quale le misurazioni di rumore immesso in esterno non possono essere effettuate con velocità del vento superiore a 5 m/s a 1,5 m da terra. Esistono, tuttavia, situazioni in cui la velocità del vento a 1,5 m potrebbe essere più alta del limite di 5m/s (ricettore sotto vento), o casi in cui delle raffiche potrebbero inficiare la misura, sebbene la velocità media del vento rimanga al di sotto di 5 m/s (campo di vento turbolento in prossimità del suolo).

La limitazione sulla velocità del vento imposta dalla normativa tecnica francese introduce, inoltre, notevoli incertezze anche nella determinazione del contributo dovuto alle sorgenti secondarie.

Un'ulteriore difficoltà è rappresentata dalle differenti modalità di definizione dei valori limite che devono essere rispettati ai fini dell'autorizzazione ad una nuova installazione di un parco eolico. In Germania, sono imposti dei limiti assoluti di rumore diurni e notturni, dipendenti dalla tipologia della zona considerata. Usualmente, i limiti applicati in aree con progetti WTG sono quelli relativi ai villaggi rurali, aree miste e non zonizzate. Tali limiti sono indipendenti dalla velocità del vento e, poiché il livello di potenza sonora delle turbine eoliche aumenta con la velocità del vento, la normativa tedesca impone un limite sul massimo livello di potenza sonora delle turbine eoliche. Per tale motivo, il parametro più significativo per la valutazione dell'accettabilità di una turbina eolica in Germania è il massimo livello di potenza sonora della stessa ed il "bilancio acustico" disponibile per un nuovo impianto eolico è costituito dalla differenza tra il limite assoluto di rumore ed il livello del rumore di fondo antecedente all'installazione.

In Francia, invece, il limite acustico dipende dal livello del rumore di fondo: un impianto eolico può incrementare il livello di rumore ambientale fino a 5 dB in orari diurni e fino a 3 dB in orari notturni. La norma tecnica francese NF S 31-010 consente misure del rumore di fondo solo durante i periodi in cui la velocità del vento è, al microfono, inferiore a 5 m/s. Il livello del rumore di fondo dipende inoltre dagli insediamenti presenti nell'area circostante, presentando quindi una variabilità sia temporale che stagionale. La conseguente variabilità del limite acustico fa sì che la valutazione dell'accettabilità di un impianto eolico non sia stabile su di un lungo periodo.

Si osservi, infine, che il livello di rumore prodotto dalle turbine eoliche è un criterio importante ma non sufficiente a giustificare l'accettabilità o meno di un progetto di impianto eolico relativamente all'ambiente circostante. Oltre al livello, il carattere tonale del rumore spesso causa il disturbo maggiore. Al fine di considerare l'aumento del disturbo causato dal rumore contenente componenti tonali, sarebbe opportuno aggiungere una penalità al livello di potenza sonora. In Germania, la "TA-Lärm" fa uso di una penalità per le componenti tonali conforme alla norma DIN 45681. La norma francese NF S 31-0101 considera invece una tonalità definita sulla base di un'analisi in banda di un terzo d'ottava, denominata tonalité marquée. Lo standard francese NF EN 61400-11, strettamente correlato alla norma IEC 61400-11, introduce un'ulteriore nozione di tonalità basata sull'analisi in banda stretta. Questa ultima non è stata tuttavia ancora presa in considerazione nei processi autorizzativi. La valutazione della tonalità si basa sulla psicoacustica e rimane controversa; tuttavia, non prendere in considerazione le componenti tonali porta ad una valutazione parziale della situazione acustica. Il tentativo di evitare il disturbo solo con la riduzione dei limiti di rumore impone dei vincoli eccessivi sul processo di sviluppo degli impianti eolici.

Al fine di rendere più accurata la valutazione dell'impatto acustico di un parco eolico, sarebbe pertanto opportuno:

- Migliorare i modelli di propagazione, al fine di minimizzare l'incertezza nel calcolo previsionale di immissione di rumore;

- Stimare il rumore di fondo con sufficiente dettaglio. Questo di solito richiede misure ripetute o a lungo termine;
- Utilizzare dei criteri legislativi che consentano una valutazione stabile nel lungo periodo;
- Tenere in debita considerazione il carattere tonale del rumore prodotto da una turbina eolica, adottando opportuni fattori di penalizzazione.

12. Il rumore prodotto dal vento

Un importante elemento di difficoltà contestuale alla valutazione delle ricadute acustiche di un impianto eolico riguarda la possibilità di analizzare, con la necessaria accuratezza, gli effetti prodotti dal fenomeno ventoso che possono condizionare in larga misura il clima acustico residuale delle aree interessate da questo tipo di impianti. A tale proposito si rende necessario definire degli standard che possano descrivere gli effetti acustici prodotti dal solo vento valutato nelle diverse configurazioni utili al funzionamento di un aerogeneratore.

Come già accennato la certificazione acustica degli aerogeneratori, realizzata secondo la norma CEI 61400-11, prevede una verifica strumentale effettuata al suolo i cui risultati sono correlati alla velocità del vento valutata a quota $h = 10 \text{ m}$ ponendosi in campo aperto caratterizzato da una rugosità z_0 pari a $0,05 \text{ m}$.

Di seguito vengono elencate le due principali esigenze in ordine alla normalizzazione da realizzare per rendere confrontabili i livelli di rumore prodotti dall'aerogeneratore e dal vento.

il rumore prodotto dall'impianto è certificato al suolo in funzione del vento valutato a 10 m di quota e con costante $z_0 = 0,05 \text{ m}$;

il rumore residuo prodotto dal vento deve essere valutato al suolo e correlato con il vento valutato al suolo e nelle reali condizioni orografiche (z_0).

Dunque è necessario operare una prima normalizzazione riportando il vento dalla quota di 10 m alla quota del rotore dell'aerogeneratore utilizzando la rugosità di riferimento ($z_0 = 0,05 \text{ m}$) per poi ricalcolare la velocità del vento al suolo utilizzando il dato di rugosità caratteristico del territorio indagato; quest'ultimo dato di vento è proprio quello che deve essere utilizzato per la verifica dei livelli residuali in assenza delle emissioni prodotte dall'impianto e in corrispondenza della specifica configurazione indagata.

Una volta stabilito il fattore correttivo che permette di valutare la velocità del vento al suolo risulta necessario stimarne l'effetto acustico in funzione della propria velocità; a tal fine è stata predisposta una campagna di rilevamenti fonometrici (in corrispondenza di un territorio collinare) e sono state acquisite informazioni bibliografiche utili allo scopo.

L'accertamento strumentale è stato effettuato con modalità di misura in continuo per circa una settimana; la misura del rumore è stata affiancata ad una registrazione della velocità del vento valutata al suolo ($h = 2 \text{ m}$) realizzata per mezzo di un anemometro digitale.

La doppia verifica strumentale è mirata ad ottenere una correlazione tra la velocità del vento e i livelli di rumore da esso prodotti; a tale scopo gli eventi sonori considerati atipici - e in grado di alterare la rumorosità registrata - sono stati individuati e quindi scorpati dal tracciato sonoro registrato.

La sovrapposizione dei due tracciati storici consente di indagare l'esistenza di correlazioni tra livelli di rumore e velocità del vento; il grafico della figura seguente riporta i dati ottenuti e la rispettiva curva interpolante. Non si sono considerati gli effetti sui livelli di rumore dovuti alla direzione del vento e la correlazione è stata dunque riferita alla sola variabile velocità.

La regressione ottenuta acquista un valore R^2 piuttosto ridotto a dimostrazione di una correlazione non troppo elevata; tale situazione può dipendere anche dallo scarso numero di dati a disposizione per le velocità del vento più sostenute. Emerge in ogni caso la generale aderenza dei dati sperimentali ad una curva che tende a saturare a dimostrazione del fatto che la rumorosità - oltre ad una certa velocità - subisce incrementi meno evidenti rispetto ai bassi regimi di velocità.

In ordine all'andamento atteso della rumorosità prodotta dal vento si evidenziano importanti scostamenti tra un risultato e l'altro a dimostrazione di un campo sperimentale ancora poco praticato e comunque poco incline ad una robusta standardizzazione previsionale.

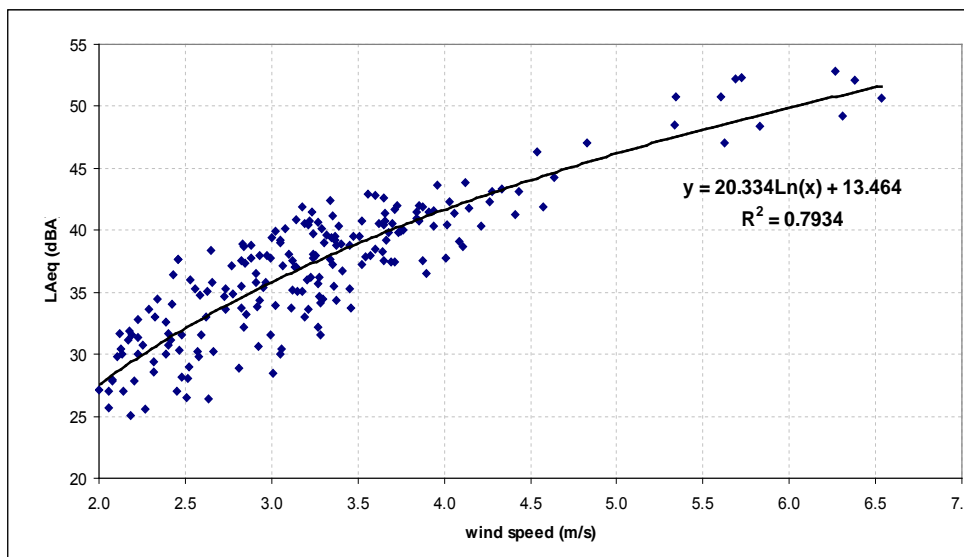


Figura 16: Dati misurati e curva logaritmica che meglio rappresenta la tendenza sperimentale ottenuta (dati sperimentali, fonte Arpa Veneto)

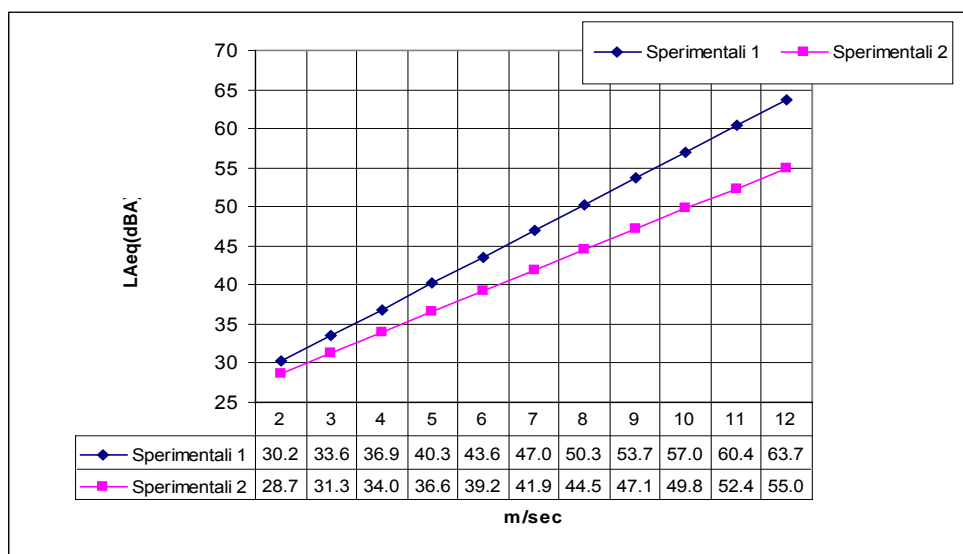


Figura 17: Rappresentazione dell'intervallo di variabilità della rumorosità prodotta dal vento valutata a terra (dati indicativi, fonte bibliografica)

13. Criticità relative alla verifica del criterio differenziale

La valutazione del criterio differenziale prevede accertamenti strumentali interni alla abitazione eseguiti con le finestre aperte e chiuse. Oltre alle difficoltà che si possono riscontrare nel tentativo di discriminare la quota di rumorosità prodotta dalla sorgente impiantistica (valutata in ambiente esterno) esistono dunque altri elementi destinati a complicare la valutazione del criterio in questione. Le indicazioni che emergono più frequentemente dalla letteratura esistente si riferiscono ad obiettivi legati al tentativo di dare omogeneità alla valutazione della rumore ambientale e residuo e di fornire un carattere di sistematicità ai rispettivi protocolli di misura. I risultati

ottenuti, se confrontati con l'esigenza di trasportare l'informazione acustica dall'ambiente esterno a quello interno, sono quindi destinati ad acquisire un significato esclusivamente di indirizzo. Dunque buona parte delle conclusioni relative agli effetti acustici introdotti dal vento e a quelli generati dagli impianti avranno un ambito di validità limitata all'ambiente esterno.

Eventuali tentativi di valutare scenari acustici in corrispondenza dell'ambiente interno dovranno considerare le attenuazioni introdotte dalle finestre che potranno essere chiuse o aperte. In tal senso le maggiori difficoltà legate alla possibilità di standardizzare le valutazioni o gli accertamenti riguardano gli scenari a finestre aperte per i quali non sembra scontato che le attenuazioni applicate alle emissioni impiantistiche siano analoghe a quelle da applicare alla rumorosità residuale.

Mentre i processi di semplificazione e riduzione a sorgente elementare consentono una certa accuratezza (o quanto meno consentono di conoscere il margine di incertezza) in ordine alla valutazione della trasmissione esterno - interno della rumorosità generata dal funzionamento degli impianti, così non capita con gli effetti acustici generati dal vento la cui riproducibilità sembra piuttosto limitata. Tali presupposti potrebbero peraltro comportare situazioni caratterizzate da una attenuazione dei livelli residuali inferiore a quella riguardante l'emissione degli impianti a tutto svantaggio del principio di cautela.

Si aggiunga inoltre il fatto che tutte le valutazioni mirate ad ottenere un dato di ante operam (o comunque depurato dal contributo degli impianti) tendono a fornire una caratterizzazione omogenea di tutto il territorio indagato trascurando spesso specifiche realtà puntuali che potrebbero subire ricadute acustiche differenti da quelle stimate, ad esempio, con le curve di regressione.

In definitiva le valutazioni del criterio differenziale si potranno certamente condurre attraverso metodi generali (anche previsionali) ma acquisteranno senza eccezione un valore del tutto orientativo nell'ambito delle valutazioni ambientali mirate alla verifica dei limiti di norma.

14. Rassegna della normativa esistente a livello internazionale

La rassegna normativa che segue prende in considerazione i limiti imposti e i corrispondenti metodi di valutazione del rumore proposti nei vari stati del Nord America e d'Europa per il caso specifico degli aerogeneratori. Molti di questi sono ancora allo stato di bozza, in attesa di un ulteriore sviluppo, a testimonianza della complessità di gestione che caratterizza il rumore emesso dagli impianti eolici.

Alcune nazioni ed alcuni stati federali degli USA e del Canada dispongono attualmente di una normativa specifica che fissa i limiti dei livelli di rumore prodotti da impianti eolici. Nel documento *ACOUSTIC CONSULTING REPORT Prepared for the Ontario Ministry of the Environment – Wind Turbine Facilities Noise Issues* (Dicembre 2007) è presentata una rassegna della normativa attualmente in vigore in alcuni stati del Canada, degli Stati Uniti d'America, dell'Australia, della Nuova Zelanda, della Gran Bretagna, dell'Irlanda, della Danimarca, della Germania e dell'Olanda. Per una lettura completa si rimanda alla consultazione integrale del documento citato.

Nella definizione dei limiti, molti degli standard proposti prendono in considerazione le linee guida proposte dall'Organizzazione Mondiale per la Salute (WHO, World Health Organization) sulla correlazione tra salute e livelli di rumore. I limiti individuati per garantire un disturbo al più modesto sono di 50 dB(A) negli spazi esterni e di 35 dB(A) per gli interni, mentre per evitare disturbi del sonno notturno sono individuati i livelli di 30 dB(A) a finestre chiuse e di 45 dB(A) a finestre aperte, dove le condizioni climatiche richiedano il raffrescamento notturno estivo.

14.1 Ontario

Il documento proposto dal Ministero dell'Ambiente dell'Ontario distingue tra spazi urbani e rurali, per i quali sono stabiliti limiti diversi a seconda della velocità del vento. I limiti sono intesi come valori orari del livello equivalente, validi sia di giorno che di notte e devono essere verificati al punto ricettore più vicino, collocato nel raggio di 30 m da abitazioni esistenti o di futura realizzazione (tab. 10).

Oltre i 1000 m di distanza dall'impianto eolico non è richiesto un accertamento strumentale dei livelli di rumore, ma è sufficiente una valutazione per mezzo del modello di propagazione ISO 9613.

Tabella 10: limiti per lo stato dell'Ontario.

Ambiente urbano	$v < 8 \text{ m/s}$	$v > 8 \text{ m/s}$
	45 dB(A) oppure livello rumore di fondo orario	$L_{A90} + 7 \text{ dB(A)}$ oppure livello rumore di fondo orario
Ambiente rurale	$v < 6 \text{ m/s}$	$v > 6 \text{ m/s}$
	40 dB(A) oppure livello rumore di fondo orario	$L_{A90} + 7 \text{ dB(A)}$ oppure livello rumore di fondo orario

14.2 British Columbia

Il limite stabilito dallo Stato del British Columbia è sicuramente uno dei più restrittivi sullo scenario internazionale: esso rimane infatti fissato in 40 dB(A) in qualsiasi ora della giornata, senza distinzione al variare della velocità del vento. Il limite deve essere verificato all'esterno dell'abitazione stabilmente occupata più vicina, o al confine di proprietà di aree classificate come edificabili. E' richiesta una modellazione preventiva secondo norma ISO 9613-2: nel caso in cui i livelli modellati si avvicinino al limite, questa deve essere integrata con una valutazione del rischio, sempre precedente all'approvazione dell'impianto. Verifiche dopo la realizzazione dell'impianto devono essere effettuate nel caso in cui si verificassero lamenti.

14.3 Pennsylvania

Il documento di riferimento sviluppato in Pennsylvania è stato redatto da alcune amministrazioni locali e non comprende quindi l'intero territorio dello Stato. Nonostante esso si configuri come una bozza generale e, in quanto tale, presenti ancora aspetti non chiari o non specificati (come il limite indicato a parole diverso da quello in cifre, rispettivamente 50 e 55 dB(A), o l'intervallo temporale di misura), è interessante l'approccio seguito nel definire limiti e criteri da rispettare. Innanzitutto esiste un solo limite applicabile in qualsiasi orario e condizioni di vento, senza alcuna considerazione sul livello di rumore di fondo. Il punto di verifica è individuato nelle pertinenze esterne di ogni costruzione al di fuori del terreno di proprietà in cui sorge il campo eolico, ma è fissata una distanza minima che deve intercorrere tra le abitazioni e la turbina eolica più vicina: all'interno della stessa proprietà, tale distanza è pari a 1,1 volte l'altezza della torre delle turbine, mentre al di fuori della proprietà deve essere pari ad almeno 5 volte l'altezza.

14.4 Michigan

Le linee guida del Michigan sono state create per essere applicate nelle amministrazioni locali più piccole e nelle aree non urbanizzate, dove non esistono disposizioni alternative. Esse stabiliscono un limite per il rumore

generato dalle turbine eoliche di 55 dB(A) in corrispondenza di qualsiasi confine di proprietà, che può essere superato solo dopo l'autorizzazione scritta del proprietario confinante. Il limite si considera superato se il livello di rumore eccede i 55 dB(A) per oltre 3 minuti durante qualsiasi intervallo di un'ora. Si assume come livello del rumore di fondo il percentile L_{90} e, nel caso in cui questo risulti maggiore di 55 dB(A) , il limite diventa pari a $L_{90} + 5 \text{ dB(A)}$.

Per l'approvazione del progetto dell'impianto i limiti devono essere verificati, in via previsionale, conformemente alle norme IEC 61400 e ISO 9613, mentre entro 60 giorni dal completamento dell'installazione i livelli devono essere verificati da un professionista indipendente.

14.5 New York

Lo Stato di New York non possiede uno standard specifico per il rumore emesso dagli aerogeneratori, demandandone la competenza dello sviluppo alle amministrazioni locali. Molte di queste hanno quindi elaborato il proprio standard, e tra i più interessanti figura quello della città di Clinton. Il limite è fissato come livello percentile L_{10} ed è pari a 50 dB(A) sia di giorno che di notte, soglia che non può quindi essere superata per più del 10% del tempo in qualsiasi ora della giornata. Se il livello di rumore ambientale, inteso come il livello intero più elevato in dB(A) che si verifica per più di 5 minuti ogni ora, risulta maggiore di 50 dB(A) , allora il limite diventa pari al livello di rumore ambientale + 5 dB(A) . La verifica strumentale del livello deve essere effettuata in corrispondenza dell'abitazione più vicina al di fuori dell'impianto: se il proprietario acconsente ad un limite di rumore più elevato, possono essere consentite deroghe al normale limite.

14.6 Regno Unito

Il documento proposto nel Regno Unito è uno dei più completi ed accurati. Esso distingue il limite diurno da quello notturno, basando i valori massimi consentiti sulla misura del rumore di fondo $LA_{90, 10 \text{ min}}$ (ossia il livello misurato in continuo e calcolato su intervalli di 10 minuti) correlata con le corrispondenti velocità del vento rilevate sullo stesso periodo. I limiti sono stabiliti senza alcuna differenziazione in zone, e sono pari al livello di rumore di fondo in funzione della velocità del vento aumentato di 5 dB(A) , con un minimo fisso per i valori più bassi di velocità. Di giorno il valore minimo per ambienti a bassa rumorosità è compreso tra 35 e 40 dB(A) , a seconda del numero di abitazioni presenti e della quantità di energia di energia prodotta.; di notte il valore minimo è invece fissato a 43 dB(A) . In caso di benefici economici a vantaggio dei residenti, entrambi i valori sono innalzati a 45 dB(A) .

Nel caso in cui si manifesti la presenza di componenti tonali, viene applicata una penalizzazione di 5 dB(A) ai livelli misurati. La verifica di tali componenti avviene per mezzo di una misura della durata di 2 minuti.

14.7 Danimarca

I limiti di rumorosità per gli aerogeneratori danesi sono fissi, indipendenti dalle condizioni ambientali, e presentano lo stesso valore sia di giorno che di notte. Nel caso di un impianto eolico situato in aperta campagna il limite per il livello di rumore esterno è pari a 45 dB(A) , da verificare in corrispondenza della proprietà appartenente all'abitazione più vicina, escluse quelle eventuali appartenenti al proprietario dell'impianto. Per impianti più vicini ai centri abitati il limite è fissato a 40 dB(A) .

14.8 Germania

Per lo standard tedesco i calcoli di propagazione sonora devono essere effettuati secondo la norma ISO 9613-2, tenendo come riferimento una velocità del vento di 10 m/s a 10 m d'altezza. I limiti da rispettare sono stabiliti in base alla destinazione d'uso del territorio (tab. 11).

Tabella 11: limiti stabiliti dal regolamento tedesco.

Tipologia dell'area	Giorno	Notte
Area industriale	70/65 dB(A)	70/50 dB(A)
Aree miste industriali e residenziali	60 dB(A)	45 dB(A)
Aree esclusivamente residenziali senza insediamenti commerciali	55/50 dB(A)	40/35 dB(A)
Aree con ospedali, cliniche, ecc.	45 dB(A)	35 dB(A)

14.9 Olanda

Il regolamento olandese specifico per gli impianti eolici fissa dei limiti dipendenti dalla velocità del vento e differenziati a seconda degli orari nell'arco della giornata. Per l'orario notturno i limiti sono riportati in tabella 12. Per l'orario diurno il limite inizia da 50 dB(A), mentre per l'orario serale inizia da 45 dB(A), salendo a 50 per una velocità di 12 m/s.

Tabella 12: limiti stabiliti dal regolamento tedesco.

Velocità del vento a 10 m di altezza [m/s]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Limite [dB(A)]	40	40	41	41	42	42	43	44	46	47	48	50

14.10 Australia

Per quanto riguarda la situazione australiana, sono presenti delle linee guida per l'Australia dell'Ovest e del Sud, le quali applicano gli stessi limiti di rumore. Questi limiti risultano essere i più restrittivi per tutti gli standard analizzati a livello internazionale e per il periodo diurno la soglia di rumorosità è pari ad appena 35 dB(A), o in alternativa, se il rumore di fondo risulta più elevato, si assume come limite il percentile $LA_{90} + 5$ dB(A).

Al fine di determinare il livello di rumore ambientale devono essere acquisiti i livelli in continuo, effettuando poi il calcolo su un intervallo di 10 minuti ed effettuando un'analisi regressiva per i valori ottenuti. Contemporaneamente ai dati fonometrici devono o essere acquisiti anche i dati di vento, effettuando la misura ad un'altezza dal terreno di 10 m.

La verifica del limite in questo caso, vista l'eccezionale restrittività, non deve essere effettuata al confine di proprietà, ma ad una distanza di 20 m dall'abitazione più vicina.

14.11 Nuova Zelanda

L'approccio della Nuova Zelanda è quello di fissare un limite all'esterno delle abitazioni in modo tale che all'interno sia rispettato il limite indicato dalla WHO, stabilito in 35 dB(A). Il limite esterno, da verificare in corrispondenza dell'abitazione, è di 40 dB(A). Se il livello di rumore di fondo eccede i 40 dB(A), allora il limite diventa pari a $L_{95} + 5$ dB(A), dove si assume il valore di L_{95} pari al livello del rumore di fondo.

La verifica del limite deve avvenire al confine di proprietà delle pertinenze esterne dell'abitazione più vicina. Lo standard consente l'uso di modelli per la stima dei livelli provocati dagli aerogeneratori a partire dal loro livello di potenza, mentre per la valutazione del livello di rumore ambientale occorre un monitoraggio di durata variabile dai 10 ai 14 giorni.