

Regione Basilicata



Provincia di Potenza



Comune Castelgrande



Comune Muro Lucano



Comune San Fele



Comune Rapone

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN PARCO EOLICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, DELLE OPERE
CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI
Comune di Castelgrande, Muro Lucano, San Fele e Rapone (PZ)

PROGETTO DEFINITIVO

A.5
Studio anemologico

Proponente



Eolica Muro Lucano Srl
Via del Gallitello 89 - 1° Piano Galleria
85100 - Potenza (PZ)

Progettista

Ing. Rossi Francesco Maria



Ing. Quirino Vassalli



Formato

Scala

Scala stampa

Revisione	Descrizione	Data	Preparato	Controllato	Approvato
00	Prima emissione	05/10/2018	AS	AS/QV	FR/QV/AS

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	4
2. OBIETTIVI DELLO STUDIO.....	4
3. INDIVIDUAZIONE AREA DI STUDIO.....	5
4. METODOLOGIA DELLO STUDIO ANEMOLOGICO.....	5
5. CARATTERISTICHE DELL'APPARECCHIATURA DI MISURA.....	6
5.1. DESCRIZIONE STAZIONE ANEMOMETRICA.....	6
5.2. I SENSORI ANEMOMETRICI.....	7
5.3. L'ACQUISITORE DATI.....	8
5.4. GESTIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA IN SITO.....	9
6. LETTURA, TRANSCODIFICA E VALIDAZIONE DEI DATI RACCOLTI IN SITO.....	9
7. ELABORAZIONE DEI DATI ARCHIVIATI.....	10
7.1. CURVA DI DURATA DELLA VELOCITÀ DEL VENTO.....	10
7.2. TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO.....	10
7.3. RAPPORTO DI RAFFICA DELLA VELOCITÀ DEL VENTO.....	11
7.4. GRADIENTE AL SUOLO DELLA VELOCITÀ DEL VENTO.....	11
7.5. CONTENUTO ENERGETICO DEL VENTO.....	11
7.6. ENERGIA PRODOTTA DA UN AEROGENERATORE.....	12
8. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE EOLICO.....	14
8.1. UBICAZIONE E LAYOUT DELL'IMPIANTO EOLICO.....	14
8.2. AEROGENERATORE DI PROGETTO.....	15
8.3. MODELLO DI CALCOLO.....	16
8.4. AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO.....	17
8.5. VERIFICHE SUL MODELLO.....	17
8.5.1. <i>Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....</i>	<i>17</i>
8.6. RISULTATI DI WASP.....	19
8.7. PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE.....	19

9. VERIFICA REQUISITI MINIMI P.I.E.A.R. (1.2.1.3).....	22
10. CONCLUSIONI.....	25
ALLEGATO 1.....	26
ALLEGATO 2.....	32

1. INTRODUZIONE

Una accurata campagna anemologica e lo studio di producibilità energetica è una attività fondamentale nell'ambito della progettazione di un progetto eolico.

Lo sviluppo di un progetto eolico, la sua fattibilità tecnica ed economica dipendono fortemente dai risultati della campagna anemologica nel sito e dalla eventuale disponibilità di dati di vento nel medio-lungo periodo rilevati nella zona del sito da altre stazioni anemologiche.

Questo documento descrive la campagna anemologica in atto nell'area dei territori comunali di Castelgrande, San Fele, Muro Lucano e Rapone (PZ) oggetto dello sviluppo del progetto eolico e descrive i risultati dello studio della risorsa eolica nel sito e della producibilità energetica dell'impianto.

2. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Le attività principali del lavoro eseguito sono lo studio anemologico del progetto, la definizione del layout ottimale di progetto e la verifica di producibilità del progetto. Per il completamento degli obiettivi dello studio sono state svolte le seguenti attività:

- analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici, rilevati dalla stazione anemometrica installata in sito;
- verifica del posizionamento storico dell'anemometro per la valutazione della ventosità di lungo periodo sulla base di confronti e correlazioni con dati di stazioni storiche insistenti nell'area di interesse;
- definizione di un modello digitale del territorio da implementare nei software di analisi;
- definizione della rugosità caratteristica dell'area sulla base dell'ortofoto della medesima;
- studio di ventosità dell'area, analisi della risorsa eolica;
- calcolo di produzione del progetto eolico con il layout di progetto;
- valutazione tecnica finale del progetto dal punto di vista della risorsa eolica e del layout realizzabile

Per le valutazioni di cui sopra si è applicato il modello di calcolo WAsP (versione 10.0).

3. INDIVIDUAZIONE AREA DI STUDIO

Il progetto eolico oggetto del presente studio è localizzato in Basilicata, in Provincia di Potenza, nei territori comunali di Castelgrande, San Fele, Muro Lucano e Rapone (PZ).

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico è situata a più di 2 km, in direzione N – NE, dal centro abitato di Castelgrande, a più di 5 Km in direzione S dal centro abitato di Muro Lucano, ed a più di 3 Km in direzione O - SO dal centro abitato di San Fele.

La centrale sarà formata da n. 12 unità di produzione (aerogeneratori), ciascuna costituita da un aerogeneratore del tipo GE158 da 4800 kW, per una potenza complessiva nominale di 57,6 MW.

Il sito di studio è caratterizzato da un sistema di tipo montuoso.

I terreni di interesse per l'installazione degli aerogeneratori risultano sgombri da vegetazione di alto fusto e destinati esclusivamente all'agricoltura di tipo estensivo.

Inoltre il sito è ben accessibile dalla rete stradale esistente.

4. METODOLOGIA DELLO STUDIO ANEMOLOGICO

Lo studio anemologico sui dati del progetto è stato condotto per mezzo delle tecniche di analisi e di calcolo attualmente presenti nel mercato nel settore dell'energia eolica. In particolare sono stati utilizzati i seguenti prodotti software:

- Nomad Desktop della Second Wind Inc per la elaborazione preliminare dei dati di vento misurati e filtraggio degli stessi.
- AutoCad per la preparazione delle mappe vettoriali, per la creazione della mappa di rugosità del terreno, e per la determinazione del layout.
- WAsP del Risoe National Laboratory per la conversione delle mappe vettoriali del terreno dal formato .dwg in formato opportuno, la stima di produzione del progetto eolico e per il calcolo delle interferenze aerodinamiche dei vari aerogeneratori ed ottimizzazione del layout.
- Excel della Microsoft per il filtraggio dei dati e la elaborazione finale dei risultati

La procedura di analisi è stata condotta secondo le seguenti fasi successive:

- analisi dei dati di vento preliminare, filtraggio dei dati, preparazione dei dati di input per il software di calcolo della ventosità;

- preparazione del modello digitale del terreno, da dare in input nel formato e dimensioni opportune ai software di calcolo della ventosità;
- elaborazione calcolo fluidodinamico con WASP;
- preparazione del layout di progetto, posizionamento aerogeneratori e definizione loro caratteristiche tecniche;
- elaborazione calcolo di perdite di scia con WASP;
- elaborazione calcolo di producibilità del progetto eolico con WASP;
- ottimizzazione del layout;
- calcolo di produzione del layout ottimizzato.

5. CARATTERISTICHE DELL'APPARECCHIATURA DI MISURA

Nell'ambito della qualificazione anemologica di un sito, candidato allo sviluppo di un impianto eolico, la misura della velocità del vento è fondamentale alla valutazione del potenziale energetico e quindi di estrema importanza per il processo di decisione dell'investimento.

Per verificare il sussistere di tali condizioni, in un sito di suo interesse, il Committente ha acquisito dalla società Green Energy Factory Srl i dati di una stazione anemometrica, denominata EML1, installata il 16/11/2009.

Il presente elaborato riporta i risultati delle analisi e delle elaborazioni svolte sui dati di ventosità rilevati alla suddetta dalla data di installazione sino al 10/03/2011, per complessivi sedici mesi.

5.1. Descrizione stazione anemometrica

La stazione di EML1, è costituita da un sostegno tubolare strallato di altezza pari a 40 alla sommità del quale sono collocati i sensori anemometrici combinati di velocità e direzione del vento; altri sensori combinati, di velocità e di direzione sono fissati con mensola a 25 m dal suolo.

Alla base del sostegno è fissato un contenitore che ospita l'acquisitore dati, costituito da un registratore, prodotto dalla Società LIS Lastem, denominato E-Log 105, il quale pre-elabora i dati campionati e li registra su apposita memoria magnetica.

Dall'esame della cartografia disponibile si evince che la stazione ben rappresenta un'estesa porzione del territorio che la ospita.

Le coordinate del punto di misura e le principali caratteristiche del sito nel quale insiste la stazione sono le seguenti:

- Coordinate in metri nel sistema UTM ED50. Fuso 33:
 - Longitudine: 534'536 E
 - Latitudine: 4'518'498 N
- Altitudine (s.l.m.): 1'092 m
- Orografia del punto di installazione: Altopiano
- Orografia circostante: Montuoso
- Utilizzo del terreno: Pascolo
- Ostacoli nelle immediate vicinanze: Nessuno

La stazione anemometrica nel suo complesso risulta conforme ai principali requisiti applicabili della normativa vigente (IEC61400-12-1). In particolare sono positivamente stati verificati:

- il dimensionamento e l'orientamento di montaggio dei sensori rispetto al sostegno (sommità);
- le prove di calibrazione per la certificazione del sensore di velocità (contenenti le incertezze proprie delle prove effettuate in camera a vento dal costruttore);
- le caratteristiche proprie dei sensori utilizzati e dell'acquisitore.

Nel proseguo verranno descritti i principali componenti della stazione anemometrica in oggetto.

5.2. I sensori anemometrici

Il sensore per la misura della velocità e della direzione del vento utilizzato è realizzato dalla LIS Lastem. Tale sensore è del tipo combinato, ovvero include, in un singolo strumento, entrambi i trasduttori per la misura di velocità e direzione del vento.

Per la misura del vento, il sensore è del tipo a coppe e calibrato con valore di soglia di 0.5 m/s e fondo scala di 60 m/s; esso fornisce, tramite un generatore di impulsi, un segnale

proporzionale alla velocità del vento. Copia del certificato di calibrazione fornita dal costruttore è disponibile nel citato rapporto di installazione.

La misura della direzione del vento, per tutte le rilevazioni effettuate, è affidata alla banderuola che compone il sistema combinato di misurazione e che è solidale con un potenziometro circolare che presenta un valore di resistenza elettrica variabile in funzione della posizione della banderuola, nell'arco dei 360 gradi, rispetto ad uno zero convenzionale (Nord).

5.3. L'acquisitore dati

La centralina per l'acquisizione dei dati anemometrici utilizzata nella campagna di misura è costituita da un registratore, prodotto dalla Società LIS Lastem, denominato E-Log 105, che è in grado di registrare, preelaborare e immagazzinare su memoria statica le grandezze rilevate di velocità e direzione del vento. Il sistema campiona tali grandezze ogni secondo e registra con un intervallo di 10 minuti le seguenti grandezze:

- Velocità media del vento
- Velocità massima del vento
- Scarto quadratico medio della velocità vento
- Settore di direzione prevalente del vento rilevato nei 10 minuti considerando l'angolo giro di 360° suddiviso in 16 settori con lo zero a Nord ed il senso di rotazione orario positivi (verso Est)

L'apparecchiatura è alimentata con un pacco batterie ricaricabili e usa e getta a 1.5 Volt. Le batterie possono essere ricaricate utilizzando l'alimentazione principale o pannelli solari.

Il campo di temperatura di funzionamento è compreso tra -30 e +60° C.

Le memorie statiche contengono, oltre ai dati relativi alle grandezze rilevate, anche altre informazioni quali il codice della stazione, il periodo di registrazione, la data, l'ora e un codice di diagnostica che segnala le eventuali anomalie riscontrate durante il funzionamento. La loro sostituzione per il prelievo dei dati è avvenuta a cura di un operatore addestrato che in regime di funzionamento regolare effettua tale operazione con cadenza mensile.

L'apparecchiatura è fornita di un display a cristalli liquidi che permette la visualizzazione di queste informazioni e dei valori delle grandezze istantanee acquisite. Mediante tasti è possibile programmare alcune funzioni ed impostare il codice della stazione, la data, l'ora e i tempi di campionamento e di registrazione.

Al fine di proteggere il registratore da sovratensioni transitorie di origine esterna, ogni ingresso del registratore è dotato di una protezione composta da induttanze, scaricatori a gas, varistori e diodi soppressori.

5.4. Gestione della stazione anemometrica in sito

La gestione della stazione anemometrica è di fondamentale importanza per la continuità e la qualità dei dati rilevati; essa deve essere condotta da personale appositamente addestrato che con cadenza almeno bimestrale effettua in sito le seguenti attività:

- Verifica e manutenzione ordinaria della stazione (apparecchiature e sostegno)
- Verifica della verisimilitudine dei segnali in ingresso
- Segnalazione immediata dei guasti rilevati
- Piccoli interventi di manutenzione straordinaria
- Compilazione di una scheda di controllo da inviare al centro di elaborazione dati
- Eventuale spedizione e ricevimento delle memorie

Fa parte della gestione della stazione anche la manutenzione straordinaria con l'effettuazione di interventi di riparazione/sostituzione delle apparecchiature non perfettamente funzionanti.

6. LETTURA, TRANSCODIFICA E VALIDAZIONE DEI DATI RACCOLTI IN SITO

Solitamente i dati registrati dall'acquisitore e provvisoriamente immagazzinati nella sua memoria asportabile vengono inviati via GSM (ovvero trasferiti dalla memoria magnetica) presso la sede della società incaricata per essere letti ed archiviati in attesa della loro elaborazione. L'operazione di lettura delle cartucce e dei file trasmessi è stata effettuata mediante software specifico che permette la transcodifica dei dati registrati in un formato leggibile con validazioni automatiche subordinate alla diagnostica di macchina (pre-validazione).

7. ELABORAZIONE DEI DATI ARCHIVIATI

Con i dati elementari validi della velocità e direzione del vento (grezzi validati), relativi ad intervalli di tempo di 10 minuti, vengono effettuate le elaborazioni che consentono di qualificare il sito dal punto di vista anemologico.

I risultati di tale analisi statistica, per il periodo di un anno come sopra indicato, sono brevemente rappresentati nei prossimi capitoli e paragrafi, ove si riportano le principali elaborazioni considerate.

7.1. Curva di durata della velocità del vento

Viene innanzitutto costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento viene superato.

Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(V) = 100 \cdot \exp \left\{ - \left(\frac{V}{V_c} \right)^k \right\}$$

dove $V = V_{med}(10')$ è il valore della velocità media nei 10 minuti e $F(V)$ è la percentuale del tempo complessivo in cui tale velocità viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica V_c e il fattore di forma k , mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.

7.2. Turbolenza percentuale della velocità del vento

Un altro parametro significativo è l'intensità di turbolenza percentuale T della velocità del vento definita per ogni intervallo di 10 minuti come

$$T = 100 \cdot sigV(10') / V_{med}(10')$$

dove $sigV(10')$ è lo scarto quadratico medio relativo all'intervallo. Esso dà l'informazione sulla variabilità relativa della velocità entro l'intervallo.

7.3. Rapporto di raffica della velocità del vento

Un ulteriore parametro significativo è il rapporto di raffica R della velocità del vento definito per ogni intervallo di 10 minuti come

$$R = \max V(10') / V_{med}(10')$$

dove $\max V(10')$ è il valore massimo istantaneo campionato all'interno dei 10 minuti. Esso dà l'informazione sulla massima raffica istantanea della velocità entro l'intervallo.

7.4. Gradiente al suolo della velocità del vento

Qualora siano disponibili, sul medesimo sostegno, due misure di velocità (V_2 e V_1) a due differenti altezze (h_2 e h_1) dal suolo è possibile stimare il valore del gradiente della velocità al suolo (α). Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza della stazione anemometrica, sulla base dei dati di vento misurati a due altezze diverse.

La relazione che permette di stimare tale velocità è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_2 / V_1 = (h_2 / h_1)^{\alpha}$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Avendo quindi a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due altezze dal suolo è possibile stimare il valore di α sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione. Tale valore si ottiene dall'applicazione della seguente formula:

$$\alpha = \log(V_2 / V_1) / \log(h_2 / h_1)$$

7.5. Contenuto energetico del vento

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è inoltre di particolare importanza la potenza specifica P_v , intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V ; essa è data da:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3$$

dove ρ è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore che si verifica in condizioni standard di pressione e temperatura ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$).

Integrando nel tempo il valore della potenza P_v si ottiene l'energia transitata attraverso l'unità di superficie perpendicolare al vento. L'energia così calcolata su base annuale è anche indicata come energia specifica del sito. Tale energia è esprimibile con la relazione:

$$E_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}_{(3)}^3 \cdot T$$

$\bar{V}_{(3)}$ è la velocità media cubica del sito e T è il periodo di un anno (8760 ore).

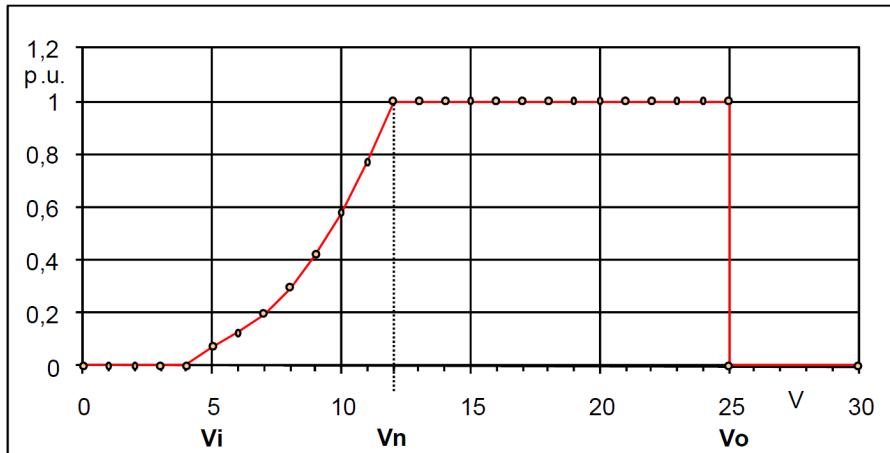
Moltiplicando E_V per la superficie S del rotore di una macchina eolica si ottiene l'energia cinetica che transita annualmente attraverso il disco rotorico.

7.6. Energia prodotta da un aerogeneratore

L'energia effettivamente producibile con un generatore eolico è tuttavia solo una frazione dell'energia sopra indicata. In particolare, la potenza generata P_g non segue, in funzione della velocità istantanea del vento V , un andamento cubico al pari di P_v , bensì un andamento modulato dal coefficiente di potenza C_p , pure dipendente dalla velocità e mai superiore al limite (di Betz) pari a 16/27:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$$

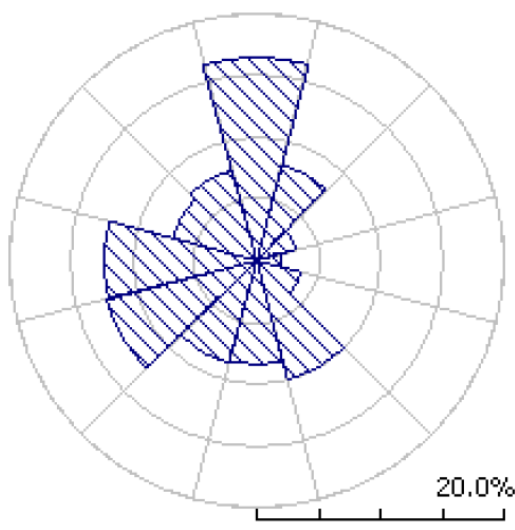
Il profilo che ne risulta (curva di potenza) differisce da macchina a macchina, anche se spesso si riscontrano strette analogie nell'andamento in funzione della velocità del vento. Si può infatti distinguere, in un profilo tipico, una velocità di cut-in, V_i , al di sotto della quale non si ha generazione ($P_g=0$). La potenza generata poi cresce con la velocità del vento fino alla velocità nominale, $V_{\text{ nominale}}$, in corrispondenza della quale si raggiunge la potenza massima. Oltre tale velocità la potenza si mantiene nella maggioranza dei casi al valore massimo fino alla velocità di cut-out, V_o , oltre la quale non si ha generazione ($P_g=0$).



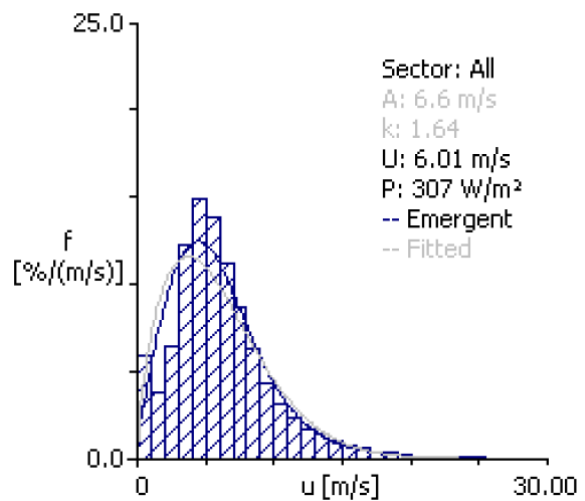
Dato comunque il profilo della potenza P_g generabile dalla macchina prescelta alle diverse velocità del vento, il calcolo della producibilità annua E_p della macchina ubicata nel punto della stazione si esegue integrando rispetto alla velocità del vento il prodotto tra la potenza generabile e la densità di probabilità della velocità del vento nel sito considerato.

La valutazione della producibilità deve essere calcolata riportando la velocità del vento all'altezza del mozzo della macchina utilizzando il valore misurato del gradiente della velocità al suolo alfa. Un ulteriore affinamento del calcolo dovrebbe tener conto della quota del sito che determina variazioni proporzionali alla variazione della densità dell'aria ρ .

La producibilità è talvolta convenientemente espressa tramite il numero di ore equivalenti di generazione a piena potenza, dato dal rapporto $E_p / P_{\text{nominale}}$.



Rosa dei venti



Distribuzione velocità vento

La figura 1 riporta due curve:

- istogramma che riporta in ordinata, in unità arbitrarie, un valore proporzionale alla frequenza della velocità del vento compresa tra i diversi intervalli di velocità di ampiezza 0.5 m/s;
- distribuzione di frequenza della corrispondente distribuzione di Weibull (curva blu continua che interpola l'istogramma).

8. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE EOLICO

Il territorio più vasto che ricomprende il sito oggetto di studio è la zona al confine tra la Campania e la Basilicata nord-occidentale, caratterizzato dalla presenza di rilievi montuosi che possono raggiungere quote di circa 1100 m slm. La risorsa eolica, con venti provenienti dal settore sudoccidentale e da quello settentrionale, è notoriamente interessante, come dimostrano gli innumerevoli progetti in corso e gli impianti già realizzati.

Il sito considerato per la realizzazione dell'impianto è ubicato nell'agro dei comuni di Castelgrande, San Fele, Muro Lucano e Rapone (PZ).

8.1. Ubicazione e layout dell'impianto eolico

Il layout d'impianto fornito è composto da n. 12 localizzazioni per altrettanti aerogeneratori. Nella tabella sottostante il layout viene riportato rispettivamente nelle coordinate UTM-WGS84.

COORDINATE WGS84 – FUSO 33		
WTG N.	Longitudine X	Latitudine Y
<i>CTG01</i>	536057	4517039
<i>CTG02</i>	536961	4517544
<i>CTG03</i>	538599	4517230
<i>CTG04</i>	538644	4516746
<i>CTG05</i>	540403	4517747

CTG06	540684	4517303
SF01	541596	4517373
SF02	542066	4517521
SF03	542630	4516846
ML01	541650	4516687
ML02	542139	4516514
ML03	541618	4516186

L'impianto ipotizzato si trova a circa 1.5 km di distanza in direzione Nord-Est dall'abitato di Castelgrande, in Provincia di Potenza.

Esso si colloca su un'area montagnosa gravitante attorno ai 1.100 m s.l.m.; avente una morfologia non particolarmente complessa e caratterizzata dalle sommità del Monte Nuovo, del Toppo di Castelgrande e del Monte dei Morti.

Rispetto ai venti prevalenti da Nord i 12 aerogeneratori sono ben posizionati.

Il terreno nell'intorno delle turbine eoliche ha una rugosità mediamente bassa. Con scarsa presenza di vegetazione di basso fusto, che quindi non costituisce particolare ostacolo allo scorrere del vento. Il territorio a livello più ampio si può definire a morfologia collinare in tutte le direzioni per alcuni chilometri. Il terreno circostante al sito è caratterizzato da una rugosità medio/bassa consistente principalmente in pascoli, alberi di media altezza e fabbricati rurali sparsi.

La stazione anemometrica risulta ben esposta ai venti prevalenti della zona (Sud/Ovest - Nord) e ben posizionata rispetto agli aerogeneratori oggetto di studio.

8.2. Aerogeneratore di progetto

Per la valutazione di producibilità, è stato indicato come modello di aerogeneratore di grande taglia l'aerogeneratore GE158 da 4.8 MW con diametro del rotore pari a 158m.

Nella tabella sottostante, sono riportate alcune caratteristiche essenziali del modello di aerogeneratore prescelto e l'altezza di mozzo indicata per eseguire la valutazione di producibilità.

Costruttore	Modello	Potenza unitaria massima (kW)	Diametro rotore (m)	H mozzo
GE Renewable Energy	GE158	4'800	158	120,9

La curva di potenza utilizzata è alla densità dell'aria di 1.225 kg/m^3 , corrispondente alla quota del mare.

Considerando le caratteristiche del sito di installazione e vista quindi la quota media di installazione degli aerogeneratori (1'100 m slm), si consideri una perdita dovuta alla densità dell'aria (1.108 kg/m^3) del 6.5% circa.

Nell'Allegato 2 è riportata la brochure fornita dal Costruttore che contiene le principali caratteristiche tecniche della turbina eolica.

8.3. Modello di calcolo

Le elaborazioni e le stime di seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) Versione 10.0 messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento. Il modello utilizza i dati anemologici misurati da una stazione anemometrica per calcolare il vento geostrofico (vento indisturbato in quota) per una superficie di diversi km di raggio. Sovrapponendo tale vento alla modellazione tridimensionale del territorio, il programma valuta i parametri statistici della distribuzione della velocità del vento in punti arbitrari di tale superficie, tenendo conto della natura orografica e della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media del vento alle varie altezze dal suolo.

Utilizzando il programma WASP è quindi possibile calcolare la distribuzione della ventosità in qualsiasi punto dell'area di interesse e/o definire una mappa di ventosità del sito e quindi, ipotizzando l'utilizzo di un dato modello di aerogeneratore, determinare la

produzione attesa nel sito. Il processo deve essere mantenuto sotto controllo attraverso alcune verifiche che consentono di giudicare la qualità dei risultati della simulazione.

8.4. Area di applicazione del modello

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo col codice WASP è necessario disporre di una restituzione tridimensionale del territorio con superficie molto più vasta di quella propriamente destinata all'impianto. Essa deve comprendere naturalmente le stazioni utilizzate per implementare il modello e l'area di interesse dove simulare la ventosità ovvero ove calcolare la producibilità di un dato impianto eolico.

In questo caso, la sua delimitazione corrisponde ad un rettangolo di 15 x 20 km, con equidistanza tra le curve di livello di 25 m per tutta l'area digitalizzata e di 10 e/o 5 m per alcune sue parti. Le curve di livello sono state dedotte dalla cartografia disponibile e per la medesima area si è provveduto a digitalizzare la rugosità del terreno assumendo come classe di rugosità 0,03 per i prati senza ostacoli, 0,1 per le coltivazioni e gli arbusti, 0,2 per i boschi radi e 0,4 per i piccoli centri abitati.

8.5. Verifiche sul modello

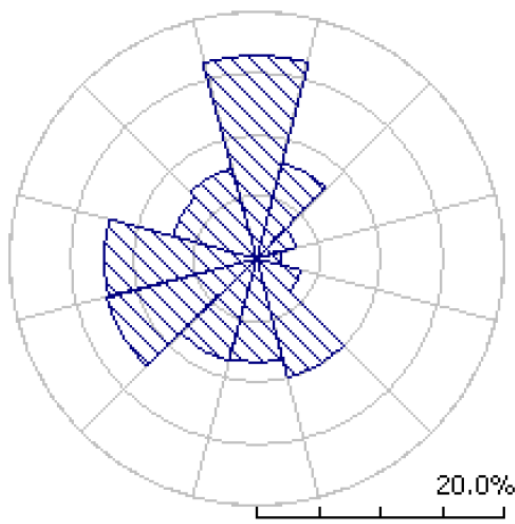
Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di valutazione con WASP occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

8.5.1. Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull

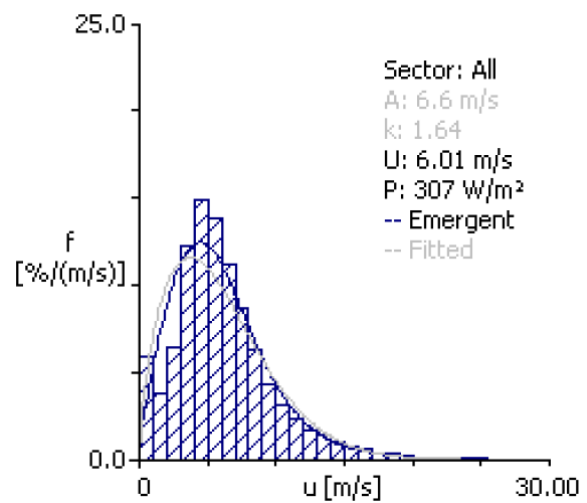
Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione. Le distribuzioni di Weibull dedotte dal modello dai dati di input, sono rese disponibili nelle Tabelle 1, 2, 3 precedentemente riportate.

In particolare, nella prima parte delle tabelle sono messi a confronto i valori misurati della velocità media del vento e della potenza della vena fluida con quelli derivati dalla curva di Weibull e sono indicate le relative discrepanze. Quando le discrepanze risultano elevate, denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di

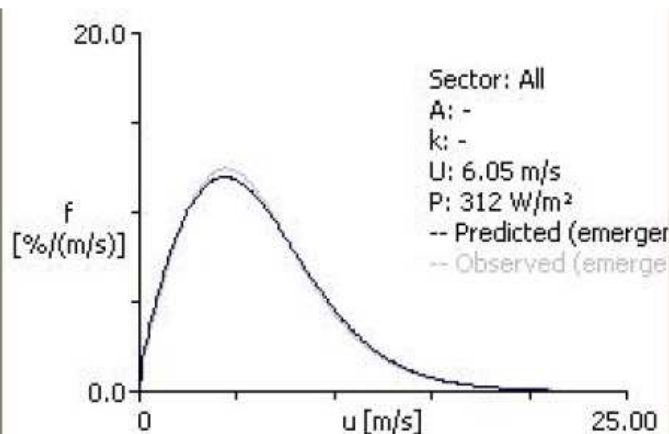
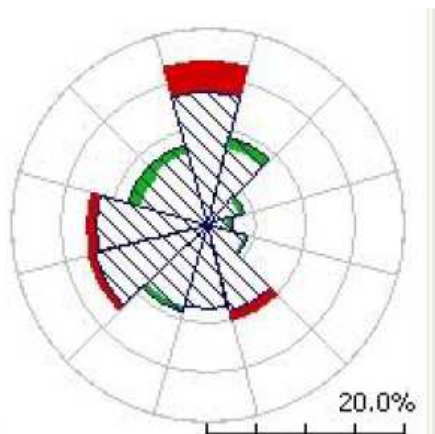
vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WAsP saranno affetti da approssimazione. In questo caso le discrepanze, in particolare per quanto concerne la potenza della vena fluida sulla quale si basa la stima del modello di calcolo, vengono considerate accettabili. Un'ulteriore verifica consiste nel quantificare l'entità della differenza dovuta ai parametri in input (distribuzione di Weibull) e quelli stimati dal modello nello stesso punto spaziale dell'anemometro sulla base dei parametri che definiscono l'Atlas (self prediction).



Rosa dei venti



Distribuzione velocità vento



Dalle figure si deduce quanto segue:

Stazione anemometrica	H	-	Unit	Emergent	Self Prediction	Discrepancy (%)

Codice EML1_S	40 m	Mean wind speed	m/s	6.01	6.05	+0.66
		Mean power density	W/m ²	307	312	+1.63

Anche in questo caso le differenze riscontrate sono molto contenute e pertanto si ritiene positivo l'esito delle verifiche sull'approssimazione della curva di Weibull.

8.6. Risultati di WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

Difatti, una volta verificata che il modello di calcolo è attendibile, si procede al calcolo del campo di vento (Atlas). Noto il campo di vento l'applicazione del modello di calcolo WASP permette di definire la distribuzione della velocità del vento e dell'energia prodotta da un aerogeneratore ipotizzato in un qualsiasi punto dell'area del sito studiato.

Di seguito vengono analizzate le perdite e le incertezze relative alla stima di producibilità Dell'impianto di progetto.

8.7. Producibilità dell'impianto al netto delle perdite

La producibilità lorda in GWh/anno stimata del layout d'impianto, tiene conto delle perdite dovute alla scia degli aerogeneratori, già considerate nella curva di potenza.

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda stimata del layout d'impianto fornito.

Producibilità lorda del layout d'impianto					
Impianto	Potenza nominale (kW)	N° aerogeneratori	Potenza impianto (MW)	Producibilità (GWh/anno)	Ore
GE158	57600	12	57,6	182,258	3'164

Per arrivare ad una stima più realistica della producibilità dell'impianto è necessario valutare, sulla base di conoscenze teoriche e di esperienza professionale, altre perdite

tipiche degli impianti eolici. Le perdite prese in considerazione e la loro presunta entità sono indicate nella seguente tabella e sono considerate applicabili all'impianto considerato.

Perdite considerate	Impianto eolico della società EOLICA MURO LUCANO Srl
	(%)
Perdite medie per effetto scia	-6.00%
Densità dell'aria (a 1100 m slm)	-6.50%
Disponibilità impianto	-3.00%
Perdite elettriche	-3.00%
Altre perdite	-1.00%
Totale perdite (%)	-19.50%

Ne risulta, pertanto, la seguente producibilità netta, per l'impianto considerato:

Producibilità netta del layout d'impianto					
Impianto	Potenza nominale (kW)	N° aerogeneratori	Potenza impianto (MW)	Producibilità (GWh/anno)	Ore
GE158	57600	12	57,6	138,127	2'398

Sulla base del posizionamento effettuato e della tipologia di aerogeneratori considerati, nella tabella a seguito si è rappresentata la sintesi dei risultati di produzione del progetto eolico, considerando anche le varie perdite sopra descritte.

WTGs	Longitudine	Latitudine	Altezza base WTGs (m s.l.m.)	Net AeP (GWh)	A (m/s)	k	U (m/s)	P (W/m ²)
CTG01	536057	4517039	1'041	15,084	7,2	1,81	6,41	302
CTG02	536961	4517544	1'010	13,512	6,8	1,87	6,07	246
CTG03	538599	4517230	1'053	13,262	6,9	1,90	6,13	249
CTG04	538644	4516746	1'016	13,160	6,9	1,83	6,10	255
CTG05	540403	4517747	1'171	16,123	7,7	1,71	6,90	402
CTG06	540684	4517303	1'182	16,474	7,9	1,69	7,04	432
SF01	541596	4517373	1'136	14,545	7,5	1,70	6,66	365
SF02	542066	4517521	1'066	12,638	7,0	1,69	6,24	302
SF03	542630	4516846	1'018	12,357	6,8	1,73	6,03	264
ML01	541650	4516687	1'159	15,456	7,8	1,71	6,99	419
ML02	542139	4516514	1'066	13,211	7,1	1,67	6,33	320
ML03	541618	4516186	1'152	15,759	7,8	1,69	6,96	419

Dove:

- le coordinate sono espresse nel sistema di riferimento UTM ED50 – fuso 33;
- Net AeP è la produzione al netto delle perdite per ogni aerogeneratore;
- velocità caratteristica A (m/s) della distribuzione di Weibull che ha lo stesso contenuto energetico della distribuzione sperimentale della velocità del vento nel settore;
- fattore di forma k di tale distribuzione di Weibull;
- U (m/s) valore medio della velocità del vento per ciascun settore di direzione;
- P (W/m²) potenza specifica del vento per ciascun settore di direzione.

9. VERIFICA REQUISITI MINIMI P.I.E.A.R. (1.2.1.3)

Il PIEAR della Regione Basilicata stabilisce che i progetti per la realizzazione di impianti eolici di grande generazione, per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, è necessario che, indipendentemente dalla zona in cui ricadono, soddisfino i seguenti vincoli tecnici minimi:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
- b) Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;
- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0.15 kWh/(anno·mc),
come riportato nella formula seguente:

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0.15 [kWh/(anno \cdot m^3)]$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo.

- d) Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale).

Punto a): *Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s*

L'anemometro installato dalla committente presenta due sensori combinati di velocità e di direzione, uno montato a 40m e uno a 25m di altezza rispetto al suolo.

Ne scaturisce che per la determinazione della velocità media annuale del vento a 25 m dal suolo si è fatto riferimento direttamente alla misura ottenuta dal sensore della torre anemometrica posto proprio all'altezza di 25 m dal suolo.

Per cui si ha che a 25 metri dal suolo la velocità media del vento è pari a 5,23 m/s, che risulta essere maggiore dei 4 m/s previsti dal PIEAR.

Punto b): *Ore di funzionamento aerogeneratore non inferiori a 2000 ore.*

Il calcolo delle ore equivalenti si può realizzare in maniera molto semplice conoscendo la producibilità netta stimata per ogni aerogeneratore e dividendola per la potenza nominale della macchina, che appunto rappresentano le ore equivalenti di funzionamento annuale.

WTGs	Longitudine	Latitudine	Altezza base WTGs (m s.l.m.)	Net AeP (GWh)	Ore equivalenti di funzionamento (h)
CTG01	536057	4517039	1'041	15,084	3155
CTG02	536961	4517544	1'010	13,512	2815
CTG03	538599	4517230	1'053	13,262	2763
CTG04	538644	4516746	1'016	13,160	2742
CTG05	540403	4517747	1'171	16,123	3359
CTG06	540684	4517303	1'182	16,474	3432
SF01	541596	4517373	1'136	14,545	3030
SF02	542066	4517521	1'066	12,638	2633
SF03	542630	4516846	1'018	12,357	2574
ML01	541650	4516687	1'159	15,456	3220
ML02	542139	4516514	1'066	13,211	2752
ML03	541618	4516186	1'152	15,759	3283

Da cui si evince che tutti gli aerogeneratori funzionano per un numero di ore equivalenti superiore a 2000.

Punto c): *Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0.15 kWh/(anno·mc)*

Per la densità volumetrica è stata applicata la formula sopra indicata, considerando:

- l'energia prodotta annualmente dalla turbina come sopra determinata;
- un diametro di 158 m;
- un'altezza totale dell'aerogeneratore (apice pala) pari a 199 m.

WTGs	Longitudine	Latitudine	Altezza base WTGs (m s.l.m.)	Net AeP (GWh)	E_v [kWh/(m ³ *anno)]
CTG01	536057	4517039	1'041	15,084	0,1686
CTG02	536961	4517544	1'010	13,512	0,1504
CTG03	538599	4517230	1'053	13,262	0,1573
CTG04	538644	4516746	1'016	13,160	0,1542
CTG05	540403	4517747	1'171	16,123	0,1795
CTG06	540684	4517303	1'182	16,474	0,1834
SF01	541596	4517373	1'136	14,545	0,1619
SF02	542066	4517521	1'066	12,638	0,1582
SF03	542630	4516846	1'018	12,357	0,1505
ML01	541650	4516687	1'159	15,456	0,1721
ML02	542139	4516514	1'066	13,211	0,1617
ML03	541618	4516186	1'152	15,759	0,1754

Da cui risulta evidente che per ogni aerogeneratore di progetto la densità volumetrica di energia è superiore a 0,15 kWh/(m³*anno).

Punto d): Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale).

Il progetto eolico prevede l'installazione di 12 aerogeneratori per cui risulta soddisfatta la condizione che prevede un numero massimo di aerogeneratori non superiore a 30.

10. CONCLUSIONI

Il presente rapporto espone la metodologia applicata e presenta i risultati della valutazione di produzione attesa da un insieme di sette aerogeneratori localizzati nel Comune di Castelgrande, Muro Lucano e San Fele.

I dati anemometrici d'area disponibili sono stati ampiamente analizzati e allineati sul lungo periodo e possono pertanto considerarsi rappresentativi del sito.

L'applicazione del modello di calcolo WAsP (versione 11.0) è stata effettuata da personale esperto, appositamente addestrato e certificato dal Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

La producibilità attesa nei 12 punti considerati, ipotizzando l'impiego dell'aerogeneratore GE158 da 57.6 MW con altezza mozzo di 120m, risulta mediamente di livello interessante e per qualche localizzazione di livello eccellente.

ALLEGATO 1



Sede: Zona Ind. Porrara I-83054 Sant'Angelo dei Lombardi (AV)

Report di fine lavori

Oggetto: Installazione di una stazione anemometrica in Pescopagano (PZ)

Data inizio lavori: 12-11-2009

Data di fine lavori: 16-11-2009

Committente: Green Energy Factory Srl

Referente in sito: ing. Giulio de Simone – tel. 320/7983529

Altezza torre: 40 m

Ubicazione: foglio di mappa n. 52 del comune di Pescopagano - particella n. 23

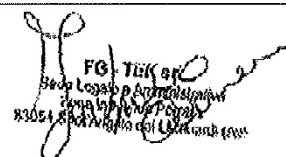
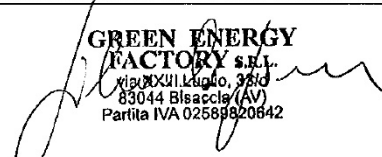
Coordinate GPS: 40°49'0.30"N - 15°24'34.45"E

Tipo data logger: LSI Lastem ELO 105

Tipo sensori: LSI Lastem - sensori combinati DNA022

Unità di misura per il campionamento dei dati:

- velocità: [m/s]
- direzione: [°]
- valore della direzione al nord geografico: 0°

Data di avvio delle rilevazioni	16-11-2009 - ore 13:40
Controllo della corretta installazione e registrazione dei dati	Positivo
Spazio riservato ad eventuali osservazioni del Committente	<i>NESSUNA</i>
Data di rilascio del certificato (presa in consegna stazione)	17-11-2009
Firma responsabile FG-TEK	Firma Committente per accettazione e presa in consegna
 FG-TEK s.r.l. Sede Legale e Amministrativa Zona Industriale P. 23 83054 Sant'Angelo dei Lombardi (AV)	 GREEN ENERGY FACTORY s.r.l. Via XXII Luglio, 36/D 83044 Bisaccia (AV) Partita IVA 02588920642

Copia per il cliente

FG-TEK s.r.l.- Telefono: +39 (0)827 215199-Fax: +39 (0)827 23514

e-mail: info@fg-tek.it - sito: www.fg-tek.it - P.IVA 02564340640

SENSORE COMBINATO DI VELOCITA' E DIREZIONE VENTO CON USCITA DIRETTA
COMBINED WIND SPEED AND DIRECTION SENSOR WITH DIRECT OUTPUT

CAMPI DI MISURA/RANGES:

VEL. VENTO/WIND SPEED : 0..50m/s

DIR. VENTO/WIND DIRECTION : 0..360°

Code DNR021 : AD USCITA DIRETTA /DIRECT SIGNAL OUTPUT

Alim./Supply 20mA tip.

Code DNR022 : AD USCITA DIRETTA E BASSO CONSUMO

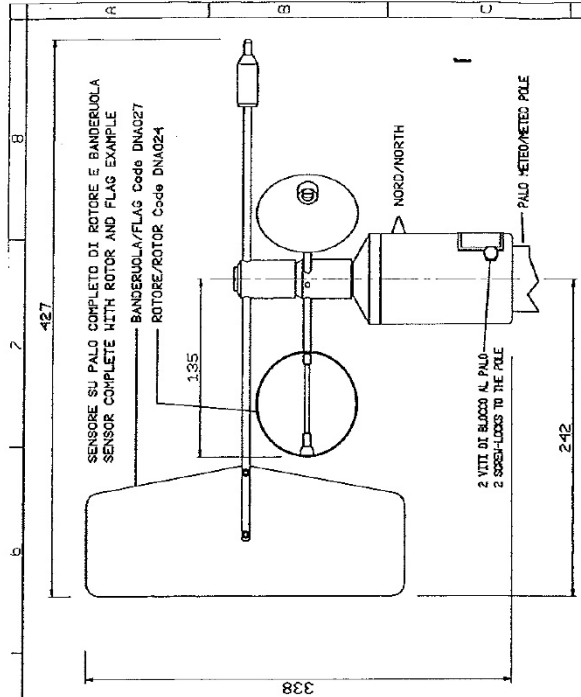
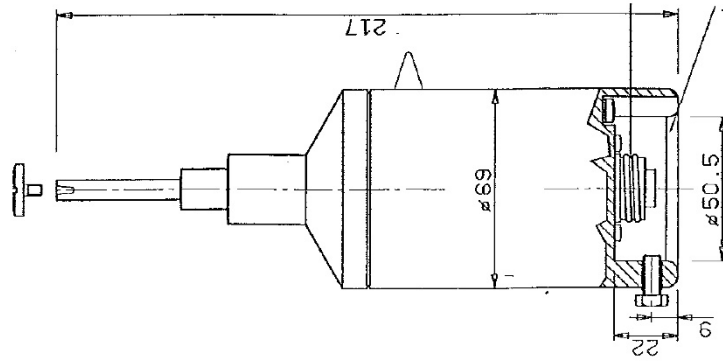
DIRECT SIGNAL OUTPUT AND LOW POWER CONSUMPTION

Alim./Supply 2mA tip.

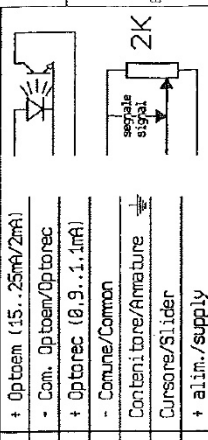
N.B.:

Non esporre il sensore agli agenti atmosferici senza il suo rotore/banderuola.
Don't leave the sensor in outdoor operations without its rotor/vane.

FUNZIONE DI TRASFERIMENTO TRANSFER FUNCTION	
LA FUNZIONE OTTIMIZZATA NELL'INTERVALLO 5..10m/s E': THE FUNCTION OPTIMIZED IN THE RANGE 5..10m/s IS:	
VEL (ms ⁻¹) = F(Hz)/20,6 + 0,5	
FUNZIONE DI TRASFERIMENTO IN FORMA TABELLARE TRANSFER FUNCTION TABLE	
Velocita' Speed m/s	Frequenza Frequency Hz
0	0
5	92,8
10	195,8
15	299,6
20	404,0
25	509,4
30	615,8
35	723,4
40	832,4
45	943,1
50	1056,0
55	1171,0
60	1288,0



Sensori uscita diretta
Cod. DNR021 e DNR022
Direct output signal sensor
Cod. DNR021 e DNR022



Pin	1	2	3	4	5	6	(7)
	+ Op to em (15..25mA/2mA)	- Com. Op to em/Op to rec	+ Op to rec (0.9..1.1mA)	- Comune/Common	Contenitore/Amature	Cursore/Slider	+ alim./supply

d	07-07-04	A.A.	C.C.	C.F.	G.C.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.
e	38-10-02	A.A.	C.C.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.
b	17-07-08	A.A.	C.C.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.
a	28-08-99	U.N.	C.C.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.
Origine revisione	28-05-98	A.A.	C.C.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.	C.F.
Descrizione																	
Doco	(R)																
Scala:	(C)	(U)	(R)														

AL ORIGINALI
COPIA CONFORME

CONNETTORE PER CONNESSIONE CAVI Cod.:
DNR510-DNR525-DNR526-DNR527
ATTACCO PER TUBI DN48.5 A 48mm
COUPLING FOR PIPE FROM 48.5 TO 48mm



CERTIFICATO DI CALIBRAZIONE CALIBRATION CERTIFICATE N.7539.1

Destinatario: -
addressee

Richiesta: -
Application

Si riferisce a: SONDA TACO-GONIO ANEMOMETRICA Modello: DNA022 Matricola: 1805450
referring to model serial nr.

Costruttore: LSI LASTEM S.r.l. Certificazioni precedenti: -
manufacturer previous certificates

I risultati di misura riportati nel presente certificato sono stati ottenuti applicando la procedura di calibrazione LSI LASTEM PCR006, la cui catena di riferibilità ha inizio dal campione primario interno:
The measurement results reported in this certificate were obtained following the procedure LSI LASTEM PCR006; traceability is assured by Internal primary reference:
Matr./Serial nr. S0122 Cl. A Certificato/Certificate nr.A0715411A CETIAT

1 Velocità di riferimento Reference speed (m/s)	2 Velocità misurata Measured speed (m/s)	3 Differenza tra colonna 1 - 2 Difference among 1-2 column (m/s)	4 Incertezza dichiarata Declared Accuracy (m/s)
4.8	4.76	-0.04	0.15
10.5	10.35	-0.15	0.21

1 Angolo di riferimento Reference degree (°)	2 Angolo letto Read degree (°)	3 Differenza tra colonna 1 - 2 Difference among 1-2 column (°)	4 Incertezza dichiarata Declared Accuracy (°)
0	2	2	3.6
90	93	3	3.6
180	183	3	3.6
270	273	3	3.6

Data: 13/06/08
Date

Eseguito da
Measurer

Il Direttore Tecnico
Technical Manager

Copia del seguente documento verrà conservata per 5 anni a partire dalla data di emissione.
A copy of this certificate will be available in our files in the next 5 years.

LSI LASTEM S.r.l.
Via Dosso 9, 20090 Seltala Premenugo (Milano) Italia
Tel: +39 02 954141 Fax: +39 02 95770594 e.mail: info@lsi-lastem.it Web: www.lsi-lastem.it

Pag. 1/1



LSI-LASTEM Srl - Loc. Dosso - 20090 Settala (MI) - Italy

CERTIFICATO DI COLLAUDO TEST REPORT

Acquisitore dati **Modello: E-Log (ELO105)** **Matricola:**
Data Logger *Model* *Serial nr. 08050375*

Procedura di collaudo **PCP076**
Test procedure

Procedura di fabbricazione **PCF222**
Manufacturing procedure

1. Ispezione visiva / Visual inspection

Part	Descrizione / Description	Check	Data	Esecutore Tester
1.1	Controllare la congruenza delle indicazioni della targhetta con il documento guida del codice relativo	<input checked="" type="checkbox"/>	20/05/08	

2. Verifica funzionale / Operative test

Part	Descrizione / Description	Check	Data	Esecutore Tester
2.1	Programmare il rilievo per avere una durata di memorizzazione di 48 ore. Verificare la presenza di tutte le elaborazioni configurate.	<input checked="" type="checkbox"/>	20/05/08	
2.2	Controllare che la differenza fra i valori di minima e massima non sia superiore alla tolleranza dichiarata: Temperatura: $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ Umidità: $\pm 0,2\%$ Pressione: $\pm 0,2\text{ hPa}$ Direzione: $\pm 1^{\circ}$ Radiazione: $\pm 3\text{W}$ Velocità: $\pm 0,1\text{m/s}$	<input checked="" type="checkbox"/>	20/05/08	
2.6	Verificare che lo strumento abbia funzionato e memorizzato regolarmente tutti i dati	<input checked="" type="checkbox"/>	20/05/08	

Direttore di Produzione / Production Manager
G. Cesari

ALLEGATO 2

GE Renewable Energy

-Original-

Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 4.8-158 - 50 Hz



Technical Description and Data



© 2017 General Electric Company. All rights reserved.

GE Renewable Energy

-Original-

Visit us at
www.gerenewableenergy.com

All technical data is subject to change in line with ongoing technical development!

Copyright and patent rights

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2017 General Electric Company. All rights reserved.

This document is public. GE and  are trademarks and service marks of General Electric Company.

Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies.



imagination at work

General_Description_4.8-DFIG-158-50Hz_EN_r03.docx.

Table of Contents

1	Introduction	5
2	Technical Description of the Wind Turbine and Major Components	5
2.1	Rotor	6
2.2	Blades	6
2.3	Blade Pitch Control System	7
2.4	Hub	7
2.5	Gearbox	7
2.6	Bearings	7
2.7	Brake System	7
2.8	Generator	7
2.9	Gearbox/Generator Coupling	7
2.10	Yaw System	8
2.11	Tower	8
2.12	Nacelle	8
2.13	Wind Sensor and Lightning Rod	8
2.14	Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I)	8
2.15	Wind Turbine Control System	9
2.16	Power Converter	9
2.17	Medium Voltage Transformer and Switch Gear	9
3	Technical Data for the 4.8-158	10
3.1	Operational Limits	12

1 Introduction

This document summarizes the technical description and specifications of the 4.8-158 wind turbine.

2 Technical Description of the Wind Turbine and Major Components

The 4.8-158 is a three-bladed, upwind, horizontal-axis wind turbine with a rotor diameter of 158 meters. The turbine rotor and nacelle are mounted on top of:

- a tubular steel tower with a hub height of 101 m
- a tubular steel tower with a hub height of 120.9 m
- a concrete hybrid tower with a hub height of 149 m
- a concrete hybrid tower with a hub height of 161 m

The 4.8-158 turbine employs active yaw control (designed to steer the wind turbine with respect to the wind direction), active blade pitch control (to regulate turbine rotor speed) and a variable speed generator with a power electronic converter system.

The 4.8-158 turbine features a modular drive train design where the major drive train components, including main shaft bearing, gearbox, generator and yaw drives, are attached to a bedplate.

2.1 Rotor

Rotor speed is regulated by a combination of blade pitch angle adjustment and generator/converter torque control. The rotor spins in a clockwise direction under normal operating conditions when viewed from an upwind location.

Full blade pitch angle range is approximately 90 degrees, with the zero degree position being with the blade flat to the prevailing wind. Pitching the blades to a full feather pitch angle of approximately 90 degrees accomplishes aerodynamic braking of the rotor, thus reduces the rotor speed.

2.2 Blades

There are three logistics optimized rotor blades used on the 4.8-158 wind turbine. The airfoils transition along the blade span and with the thicker airfoils being located inboard towards the blade root (hub) and gradually tapering to thinner cross sections out towards the blade tip. Values below are typically needed to perform shadow casting calculations.

Rotor Diameter	
158 m	
Longest chord	4.0 m
Chord at 0.9 x rotor radius	1.3 m

In order to optimize noise emissions, the rotor blades are equipped with Low-Noise-Trailing-Edges (LNTEs) at the pressure side of the blade's rear edge. LNTEs are thin jagged plastic strips. The rotor blades of the 4.8-158 are equipped with these strips at the factory.



Fig. 1: LNTEs at the wind turbine rotor blade

2.3 Blade Pitch Control System

The rotor utilizes a pitch system to provide adjustment of the blade pitch angle during operation.

The active pitch controller enables the wind turbine rotor to regulate speed, when above rated wind speed, by allowing the blade to “spill” excess aerodynamic lift. Energy from wind gusts below rated wind speed is captured by allowing the rotor to speed up.

Independent back up is provided to drive each blade in order to feather the blades and shut down the wind turbine in the event of a grid line outage or other fault. By having all three blades outfitted with independent pitch systems, redundancy of individual blade aerodynamic braking capability is provided.

2.4 Hub

The hub is used to connect the three rotor blades to the turbine main shaft. The hub also houses the blade pitch system and is mounted directly to the main shaft. To carry out maintenance work, the hub can be entered through one of three hatches at the area close to the nacelle roof.

2.5 Gearbox

The gearbox in the wind turbine is designed to transmit torsional power between the low-rpm turbine rotor and high-rpm electric generator. The gearbox is a multi-stage planetary/helical design. The gearbox is mounted to the wind turbine bedplate. The gearbox mounting is designed to reduce vibration and noise transfer to the bedplate. The gearbox is lubricated by a forced, cooled lubrication system and a filter assist to maintain oil cleanliness.

2.6 Bearings

The blade pitch bearing is designed to allow the blade to pitch about a span-wise pitch axis. The inner race of the blade pitch bearing is outfitted with a blade drive gear that enables the blade to be driven in pitch. The main shaft bearing is a two-bearing system, designed to provide bearing and alignment of the internal gearing shafts and accommodate radial and axial loads.

2.7 Brake System

The blade pitch system acts as the main braking system for the wind turbine. Braking under normal operating conditions is accomplished by feathering the blades out of the wind. Only two feathered rotor blades are required to decelerate the rotor safely into idling mode, and each rotor blade has its own backup to drive the blade in the event of a grid line loss.

2.8 Generator

The generator is a doubly fed induction generator. It is mounted to the bedplate with a mounting so designed as to reduce vibration and noise transfer to the bedplate.

2.9 Gearbox/Generator Coupling

To protect the drive train from excessive torque loads, a special coupling including a torque-limiting device is provided between the generator and gearbox output shaft.

PUBLIC – May be distributed external to GE on an as need basis.
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.
© 2017 General Electric Company and/or its affiliates. All rights reserved.

2.10 Yaw System

A bearing positioned between the nacelle and tower facilitates yaw motion. Yaw drives mesh with the gear of the yaw bearing and steer the wind turbine to track the wind in yaw. The yaw drive system contains an automatic yaw brake. This brake engages when the yaw drive is not operating and prevents the yaw drives from being loaded due to turbulent wind conditions.

The controller activates the yaw drives to align the nacelle to the wind direction based on the wind vane sensor mounted on the top of the nacelle.

The wind turbine records nacelle yaw position following excessive rotation in one direction, the controller automatically brings the rotor to a complete stop, untwists the internal cables, and restarts the wind turbine.

2.11 Tower

The wind turbine is mounted on top of a tubular steel tower (101 m or 120.9 m hub height) or a hybrid tower (149 m or 161 m hub height). Access to the turbine is through a door at the base of the tower. Internal service platforms and interior lighting is included. A ladder provides access to the nacelle and also supports a fall arrest safety system.

Optional climb assist or service lifts are available upon request.

2.12 Nacelle

The nacelle houses the main components of the wind turbine generator. Access from the tower into the nacelle is through the bottom of the nacelle. The nacelle is ventilated, and illuminated by electric lights. A hatch provides access to the blades and hub.

2.13 Wind Sensor and Lightning Rod

An ultrasonic wind sensor and lightning rod are mounted on top of the nacelle housing. Access is accomplished through the hatch in the nacelle.

2.14 Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I)

The rotor blades are equipped with lightning receptors mounted in the blade. The turbine is grounded and shielded to protect against lightning; however, lightning is an unpredictable force of nature and it is possible that a lightning strike could damage various components notwithstanding the lightning protection employed in the wind turbine.

2.15 Wind Turbine Control System

The wind turbine can be controlled locally. Control signals can also be sent from a remote computer via a Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA), with local lockout capability provided at the turbine controller.

Service switches at the tower top prevent service personnel at the bottom of the tower from operating certain systems of the turbine while service personnel are in the nacelle. To override any wind turbine operation, emergency-stop buttons located in the tower base and in the nacelle can be activated to stop the turbine in the event of an emergency.

2.16 Power Converter

The wind turbine uses a power converter system that consists of a converter on the rotor side, a DC intermediate circuit, and a power inverter on the grid side.

The converter system consists of a power module and the associated electrical equipment.

2.17 Medium Voltage Transformer and Switch Gear

To connect each turbine to the collector system each unit is equipped with a medium voltage transformer and medium-voltage switchgear.

3 Technical Data for the 4.8-158

Turbine	4.8-158
Rated output [MW]	4.8
Rotor diameter [m]	158
Number of blades	3
Swept area [m ²]	19607
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	72.8
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey) and RAL 7023 (concrete grey, for concrete sections of hybrid tower only)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 units measured at 60 ° per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 Gloss Units measured at 60 ° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7023); gloss matte

Table 1: Technical data 4.8-158 wind turbine

Atmospheric corrosion protection (corrosion categories as defined by ISO 12944-2:1998)					
		Standard		Enhanced (Option)	
		Internal	External	Internal	External
Americas	Tower shell	C-2	C-3	C-4	C-5M
	All other components	C-2	C-3	C-2	C-3
Europe	Tower shell	C-4	C-5M		
	All other components	C-2	C-3		

Table 2: Atmospheric corrosion protection

PUBLIC – May be distributed external to GE on an as need basis.
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.
© 2017 General Electric Company and/or its affiliates. All rights reserved.

3.1 Operational Limits

Turbine	4.8-158
Hub height	101 m tubular steel tower*/** 120.9 m tubular steel tower*/** 149 m hybrid tower** 161 m hybrid tower**
Wind turbine design standard	* IEC 61400-1, Ed. 3 ** DIBt 2012
Height above sea level	Maximum 1000 m with the maximum standard operational temperature of +40 °C. Above 1000 m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034 1 (e.g., maximum operational temperature reduced to +30 °C at 2000 m). For installations above 1000 m isolation distances of medium voltage terminals must also be re-evaluated.
Standard Weather Option (STW)	Full power operation from -15°C to +40°C, resp. 5°F to +104°F Survival temperature of -20°C to +50°C, resp. -4°F to +122°F without the grid. Survive means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Cold Weather Option (CW)	Full power operation from -30°C to +40°C resp. -22°F to +104°F. Survive extreme temperature of -40°C to +50°C, resp. -40°F to +122°F without the grid. Survive means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Wind conditions according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range	7.5 m/s average wind speed
Wind conditions according to DIBt 2012 for the standard temperature range	6.8 m/s for 101 m, 7.0 m/s for 120.9 m 7.18 m/s for 149 m and 7.24 m/s for 161 m
Maximum extreme gust (10 min) according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range	40 m/s
Wind class	IEC S + WZ (S)

Table 3: Operational limits