



Regione Campania
 Provincia di Benevento
 Comune di Morcone e Pontelandolfo



Impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Colle Marco", avente potenza nominale pari a 39,6 MW, da realizzarsi nel Comune di Morcone (BN) e relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Morcone (BN) e Pontelandolfo (BN)

Titolo:

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 2 4 3 0 7	D	R	0 2 6 8	0 0

Proponente:

FRI-EL

FRI-EL S.p.A.
 Piazza della Rotonda 2
 00186 Roma (RM)
fri-elspa@legalmail.it
 P. Iva 01652230218
 Cod. Fisc. 07321020153

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Serra 6 83031 Ariano Irpino (AV)
 Tel. +39 0825 891313
www.progettoenergia.biz - info@progettoenergia.biz

SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
 INTEGRATED ENGINEERING SERVICES



Progettista:

Ing. Massimo Lo Russo



Sul presente documento sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
	00	14.06.2022	EMMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. ELIA	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO

INDICE

1. SCOPO.....	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO.....	3
3. LAYOUT DEL PARCO	4
4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA	4
5. VALUTAZIONE DELLE MISURE	5
6. STATISTICA DEL VENTO MISURATO.....	6
7. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE	7
8. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE.....	8
9. ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE.....	8
10. CALCOLO DI PRODUZIONE.....	9
11. INCERTEZZE	11
12. CONCLUSIONI.....	11

1. SCOPO

Scopo del presente documento è valutazione della risorsa eolica finalizzato all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio dell'impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte eolica costituito da n° 6 aerogeneratori per una potenza massima complessiva di 39,60 MW, nel comune di Morcone (BN), con opere connesse nei comuni Morcone (BN) e Pontelandolfo (BN) collegato alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione con uno stallo a 150 KV in antenna sulla Stazione Elettrica di Smistamento (SE) della RTN 150 kV "Pontelandolfo", ubicata nel Comune di Pontelandolfo (BN)

2. DESCRIZIONE DEL SITO

Il parco eolico proposto si sviluppa all'interno del territorio comunale di Morcone (area aerogeneratori) e Pontelandolfo (area sottostazione elettrica). L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni adibiti a pascolo. L'orografia del terreno è di tipo montagnoso con elevazione massima fino a circa 800m di quota.

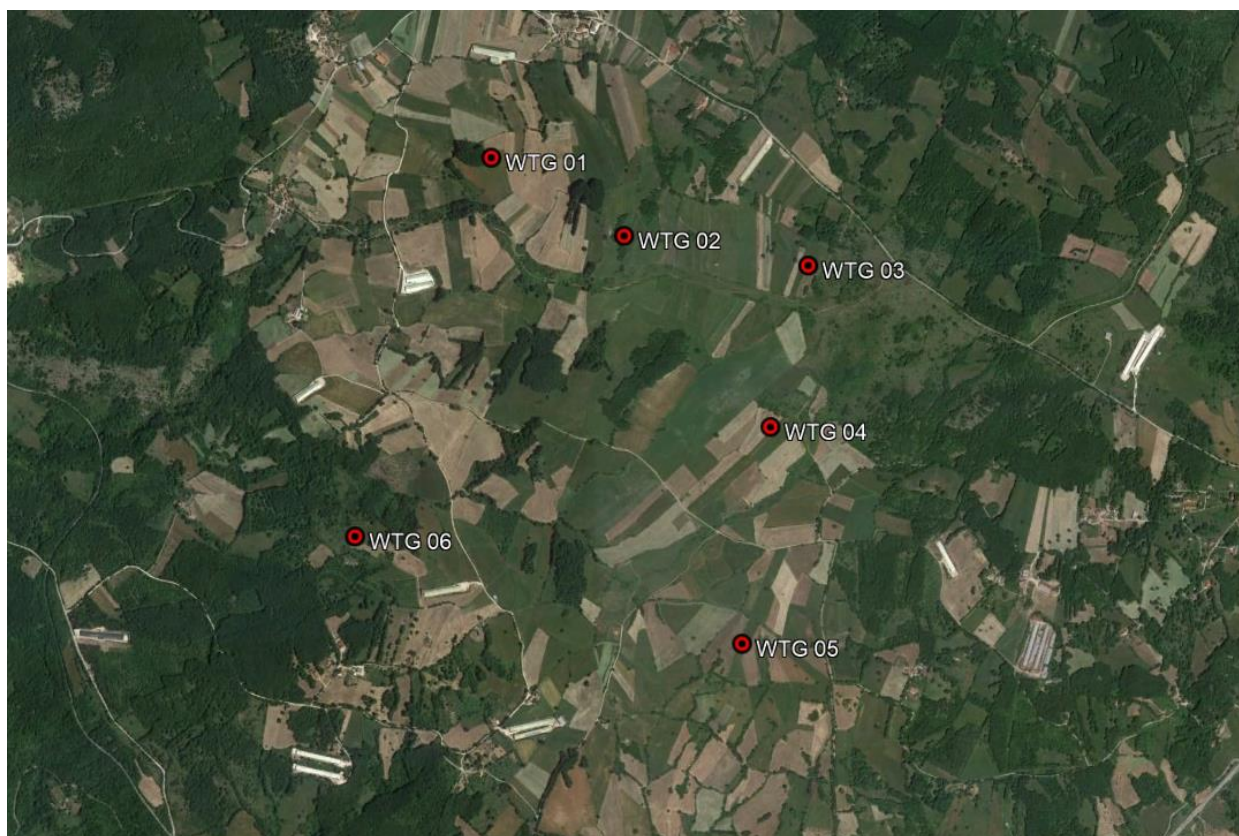


Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico è costituito da 6 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 158m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 6,6MW

Le turbine sono state disposte in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici.

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) - FUSO 33		Elevazione
	Long. E [m]	Lat. N [m]	Z [m]
WTG 01	474.184	4.583.458	710,5
WTG 02	474.644	4.583.188	750,5
WTG 03	475.282	4.583.085	771,0
WTG 04	475.151	4.582.528	744,5
WTG 05	475.052	4.581.780	707,0
WTG 06	473.711	4.582.151	658,0

Tab. 1 – Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84 Zona 33

4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

Nel giugno 2010 è stata installata in agro di Circello una stazione anemometrica al fine di misurare la risorsa eolica presente sul sito. Di seguito questa torre è stata identificata col codice C009. La torre è stata installata nelle vicinanze del parco eolico proposto e dunque le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco. La torre anemometrica, ora dismessa, era costituita da una torre tubolare alta 60m, strallata a terra attraverso 4 picchetti disposti a 26m dal centro della torre e a 90° l'uno dall'altro. Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche della torre e la strumentazione installata.

Codice torre	C009
Coordinate (UTM WGS84)	X480877 Y4584493
Periodo misurazione	29.06.2010 - 21.12.2015
Quote sensori di velocità	60m, 60m, 40m, 30m
Quote sensori di direzione	60m, 40m
Logger	SECONDWIND Nomad2
Availability	94,6%

Tab. 2 - Descrizione torre anemometrica C009

I sensori di velocità, tutti calibrati con procedura Measnet certificata, erano anemometri del tipo Thies First Class mentre i sensori di direzione erano del tipo NRG 200P. La registrazione dei dati è avvenuta attraverso una centralina (logger) del tipo Secondwind

Nomad2 che ha registrato la media, il valore massimo, il valore minimo e la deviazione standard di ogni sensore ogni 10 minuti, con campionamento ogni secondo. La torre e gli strumenti sono stati installati secondo i criteri dello standard internazionale IEC 61400-12. Per estrapolare la statistica media del vento a lungo termine è stato utilizzato come riferimento un set di dati di ri-analisi statistica ERA5, della durata di 18 anni e con una buona correlazione dei dati presi in loco:

Reanalysis dataset	ERA5
Coordinate (UTM WGS84)	X480883 Y4583319
Periodo misurazione	01.01.2000 - 01.01.2018
Quote di riferimento	10, 100m
Quote sensori di direzione	10, 100m
Logger	-
Availability	100%

Tab. 3 - Descrizione dei dati a lungo termine

5. VALUTAZIONE DELLE MISURE

I dati registrati dal logger sono stati estratti e processati manualmente in modo da identificare i dati affetti da possibili malfunzionamenti o anomalie, poiché diverse cause possono determinare una misura non corretta. Alcune come il gelamento dei sensori e la presenza di sabbia o sporcizia nel sensore determinano una misura sottostimata. Altre cause come eventi estremi, fulmini in particolare, possono compromettere in maniera irrimediabile il funzionamento del sensore. Altri dati anomali sono causati da malfunzionamenti del logger e possono essere identificati solo analizzando la serie temporale dei dati di vento. Inoltre, a causa di un malfunzionamento del logger oppure a causa delle batterie scariche, diversi dati non vengono registrati e dunque vengono persi. Tutti questi dati sono stati esclusi e non considerati nell'analisi.

Nella tabella seguente vengono riportate le percentuali di dati che hanno passato il controllo qualità. Le percentuali si riferiscono alla quantità di misure effettuate e valide rispetto a tutto il periodo di installazione della torre e, come si evince dai numeri, la disponibilità dei dati risulta molto alta:

Anemometro	Availability
60m	91,31%
60m	91,45%
40m	91,45%
30m	91,45%

Tab. 4 - Availability misure torre anemometrica C009

6. STATISTICA DEL VENTO MISURATO

Nella tabella 5 viene riportata la statistica del vento misurato al top della torre anemometrica (60m). La statistica del vento è suddivisa in 16 settori cardinali e viene rappresentata tramite una funzione di weibull. Nella Fig. 2 vengono riportati il grafico della statistica e la rosa dei venti. La velocità media del vento a 60m è di 5,99 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione Ovest Sud Ovest (OSO).

Direction Sector	Weibull k	Weibull A [m/s]	Mean [m/s]	Frequency [%]
348.75° - 11.25°	2.358	8.292	7.363	14.62
11.25° - 33.75°	1.863	6.707	6.131	15.08
33.75° - 56.25°	1.676	4.880	4.496	3.71
56.25° - 78.75°	1.413	3.577	3.476	1.46
78.75° - 101.25°	1.398	2.982	2.872	0.93
101.25° - 123.75°	1.018	2.638	3.069	0.84
123.75° - 146.25°	1.272	3.394	3.414	1.35
146.25° - 168.75°	1.937	4.470	4.053	4.79
168.75° - 191.25°	1.864	5.133	4.760	10.35
191.25° - 213.75°	1.984	6.837	6.214	17.68
213.75° - 236.25°	2.353	8.643	7.571	12.63
236.25° - 258.75°	1.367	5.311	5.048	2.40
258.75° - 281.25°	1.167	3.663	3.836	1.82
281.25° - 303.75°	1.622	5.017	4.579	2.60
303.75° - 326.25°	1.663	5.531	4.994	2.75
326.25° - 348.75°	2.624	7.890	6.917	7.00
All data	1.823	6.626	5.990	100.00

Tab. 5 - Statistica misurata a 60m della torre C009

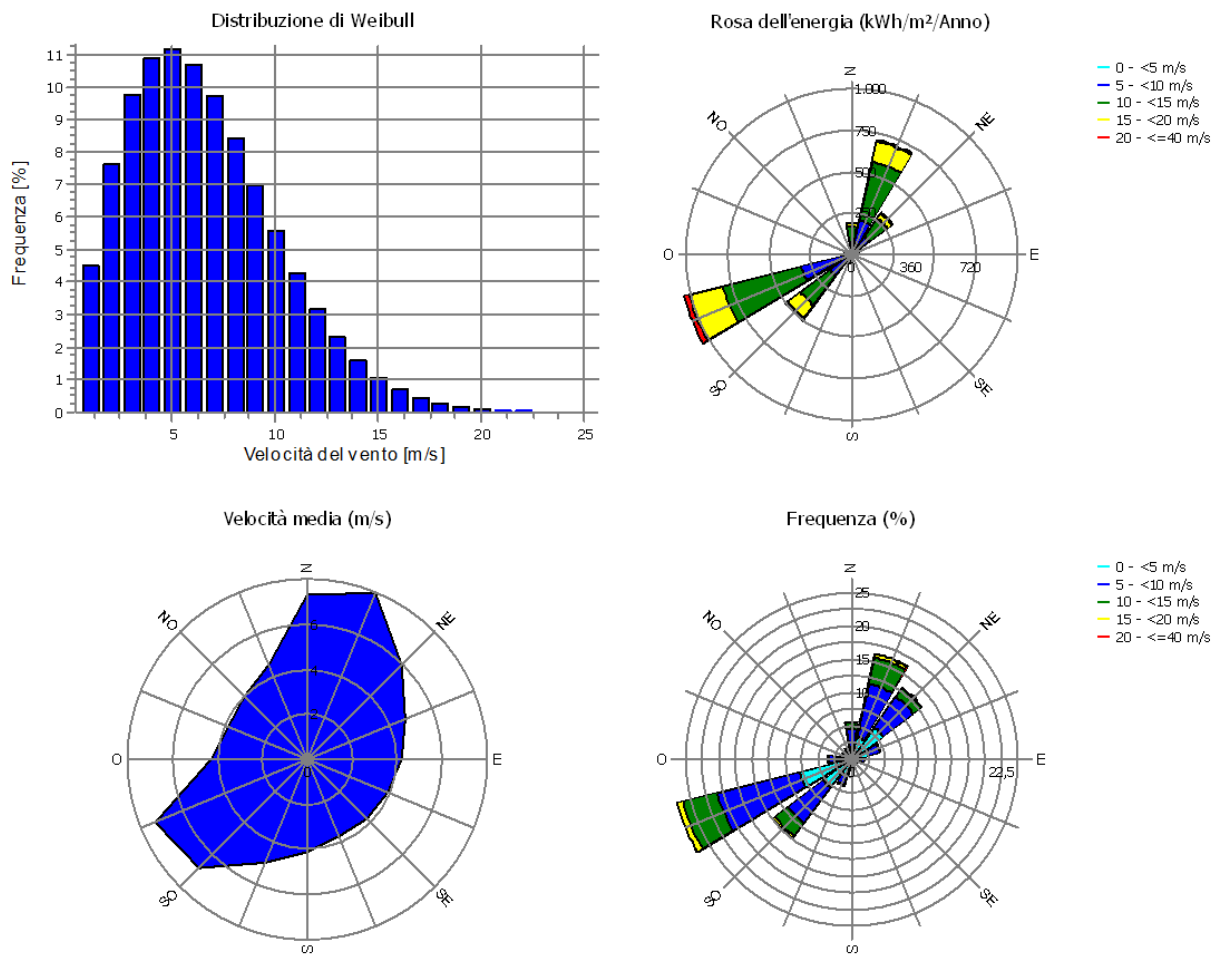


Fig. 2 - Statistica misurata a 60m della torre C009, grafici

7. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE

La campagna anemometrica di C009 è durata 5,5 anni. Per stimare la statistica media annuale a lungo termine tramite serie dati a lungo termine di 15/20 anni, si estende la serie di dati misurati tramite serie temporali a lungo termine reperibili da vari fornitori specializzati (es. ERA5, Merra2 etc). Per fare ciò e per colmare i buchi di dati mancanti ove necessario, è stato utilizzato il metodo di estensione/sintetizzazione. Questo metodo permette di sintetizzare i dati di vento di un anemometro (locale) a partire dai dati di vento a lungo termine (riferimento), i quali possono provenire da un altro mast nelle vicinanze del primo oppure, come accennato in precedenza, tramite fornitori di dati a lungo termine. Al fine di poter utilizzare questo metodo è necessario che le due serie anemometriche abbiano un periodo sufficiente di dati concorrenti e che ci sia una correlazione tra i due. Nel nostro caso l'anemometro locale è la torre anemometrica C009 mentre i dati di riferimento provengono dal punto più vicino disponibile sul database di ERA5, con estensione temporale di 15 anni. I dati concorrenti vengono suddivisi per direzione considerando 12 settori di 30 gradi ciascuno. Per ogni settore i dati dei due anemometri vengono correlati tra loro comparando le velocità del vento. Dalla correlazione vengono calcolati dei coefficienti di regressione che rappresentano una funzione di trasferimento che a partire dai dati di riferimento permettono di sintetizzare i dati dell'anemometro locale.

La correlazione è stata effettuata tra dati concorrenti degli anemometri C009 e ERA5 ottenendo un coefficiente di correlazione del 84%, il quale dimostra che tra i due c'è una buona correlazione. A questo punto sono stati calcolati i coefficienti di regressione e questi sono stati applicati ai dati ERA5 per sintetizzare i dati dell'anemometro C009. Alla fine per C009 si è ottenuta una serie temporale rappresentativa del lungo termine che va dal 01.01.2000 al 01.01.2018. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 60m di 6,07 m/s, leggermente superiore alla velocità media data dalle misurazioni dirette (correzione a lungo termine).

8. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

Per estrapolare il vento medio a quota hub viene applicata la legge di potenza del profilo del vento:

$$V_{hub} = V_m * (H_{hub} / H_m)^\alpha$$

dove **V_m** è la velocità del vento medio alla quota dell'anemometro, **V_{hub}** è la velocità del vento medio alla quota hub, **H_m** è la quota dell'anemometro, **H_{hub}** è la quota hub e **α** è il coefficiente di wind shear. Il wind shear viene calcolato a partire dalle misure di vento effettuate sulle diverse quote della torre anemometrica.

Si calcolato così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,18$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 122,5m. Il modello scelto per le simulazioni è il Siemens Gamesa SG155 6.6MW, con torre tubolare da 122,5m (quota hub).

Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota hub[m]	Velocità media [m/s]
122,5m	6,8 m/s

Tab. 6 - Velocità media annuale a lungo termine

9. ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE

La variazione della velocità del vento su tutto il parco eolico viene predetta utilizzando il programma Wasp sviluppato dall'istituto di ricerca danese Risoe. Wasp è un modello computazione di flusso che a partire dalla statistica del vento in un punto calcola la statistica del vento nell'area circostante considerando l'influenza dell'orografia del terreno, della rugosità e degli ostacoli presenti. Partendo dalla statistica calcolata e applicando Wasp è stato possibile calcolare il vento medio a quota hub per ogni aerogeneratore del parco. Nella tabella seguente vengono riportati i valori di vento stimati per ogni aerogeneratore. I valori riportati fanno riferimento alla velocità media indisturbata ovvero non tengono in considerazione gli effetti scia.

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
WTG01	6,21
WTG02	6,43
WTG03	6,36
WTG04	6,13
WTG05	6,12
WTG06	5,84

Tab. 7 - Vento medio indisturbato a quota hub (122,5m) sul parco

10. CALCOLO DI PRODUZIONE

Come accennato in precedenza, per ottenere la produzione del parco si è optato per usare, come possibile turbina di progetto e a solo scopo di calcolo, la SG155 con potenza nominale di 6,6MW ad un'altezza al mozzo (altezza hub) di 122,5m. Nella tabella 8 viene riportata la curva di potenza della SG155 per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	47
4	252
5	613
6	1128
7	1840
8	2775
9	3868
10	4948
11	5812
12	6309
13	6513
14	6578
15	6595
16	6599
17	6600
18	6599
19	6592
20	6562
21	6486
22	6342
23	6137
24	5894
25	5652
26	5434
27	5262

Tab. 8 - Curva di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG155 6.6MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m³

A partire dalla statistica del vento calcolata nel capitolo 7 si calcola la produzione energetica di ogni singolo aerogeneratore, tramite il programma di calcolo Windpro (versione 3.5.552).

Nella tabella 9 viene mostrata la produzione netta per ogni aerogeneratore del parco. Le ore equivalenti sono il rapporto tra la produzione annua e la potenza nominale dell'aerogeneratore.

Aerogeneratore	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti [h]
WTG01	13.996	6,6	2121
WTG02	14.880	6,6	2255
WTG03	13.928	6,6	2110
WTG04	12.555	6,6	1902
WTG05	12.823	6,6	1943
WTG06	12.509	6,6	1895

Tab. 9 - Produzione netta e ore equivalenti

Nella tabella seguente viene riportata la stima della produzione energetica annuale del parco. La produzione seguente rappresenta la stima centrale annuale che si otterrebbe dopo 10 anni operativi:

N° turbine	6
Potenza nominale	39,60 MW
Produzione lorda	92,8 GWh/anno
Perdite	13,0%
Produzione netta	80,7 GWh/anno
Ore equivalenti	2038 h

Tab. 10 - Stima della produzione energetica annuale del parco eolico.

La produzione netta rappresenta l'effettiva produzione energetica a valle dell'impianto che viene contabilizzata dal gestore della rete. Nella tabella seguente vengono elencate le potenziali perdite che agiscono sull'impianto.

Wake effect	-5,5%
Availability WTGs	-2,0%
Availability Grid, Substation and BoP	-0,4%
Electrical losses	-2,0%
Power Curve Adjustment	-1,0%
High Temperature Shut Down	-0,2%
Enviromental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,5%
Total	-13,0%

Tab. 11 - Sorgenti di perdita.

Wake Effect: sono gli effetti scia ovvero le perdite aerodinamiche causate dagli aerogeneratori stessi che implicano una diminuzione della velocità del vento dietro le turbine. Il modello di calcolo dell'effetto scia utilizzato è il N.O. Jensen.

Availability WTGs: rappresenta le perdite causate dallo spegnimento degli aerogeneratori dovute alla manutenzione ordinaria.

Availability Grid, Substation and BoP: rappresenta le perdite causate dalla manutenzione ordinaria sulla rete elettrica del parco.

Electrical Loss: sono le perdite elettriche dovute per effetto Joule causate dai cavidotti e dall'impianto di sottostazione.

Power Curve Adjustment: la curva di potenza fornita dal costruttore viene generalmente misurata su terreni e condizioni climatologiche diverse dal sito dove viene installata. Tipicamente si riscontrano nell'aerogeneratore prestazioni inferiori che possono essere contabilizzate in una perdita di circa l'1%.

High Temperature Shut Down: sono le perdite dovute dallo spegnimento automatico degli aerogeneratori causato dal raggiungimento di temperature elevate in navicella.

Enviromental: perdite dovute a eventi climatici quali ghiaccio, neve, sabbia ecc...

High Wind Hysteresis: perdita dovuta al tempo di isteresi che un aerogeneratore impiega per riattivarsi dopo essere entrato in stallo a causa di venti che superano la velocità massima di operatività dell'aerogeneratore.

Grid Curtailment: perdite dovute alle riduzioni di potenza richieste dal gestore della rete.

11. INCERTEZZE

Nella tabella 12 vengono elencate le maggiori fonti di incertezza. Ogni incertezza viene considerata come un errore indipendente e viene modellata come un processo Gaussiano.

Incetezza	Tipo incetezza	Errore Standard %	Errore Standard Produzione %
Dati di vento misurati	velocità del vento	2,0	4,04
Estrapolazione verticale	velocità del vento	6,0	12,11
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	7,0	14,13
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	2,0	4,04
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità inter annuale	velocità del vento	5,0	10,09
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	4,04
Incetezza totale	produzione		20,41

Tab. 12 - Incetezza sulla stima di produzione.

Queste incetzezze vengono applicate sulla stima centrale al fine di calcolare la produzione con probabilità di eccedenza P50, P75 e P90 con una base statistica di 10 anni.

Livello di eccedenza	Produzione netta [GWh/y]	Ore equivalenti [hours/y]
P50	80,7	2038
P75	69,5	1755
P90	59,5	1503

Tab. 13 - Produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni.

12. CONCLUSIONI

In questa relazione è stata descritta la campagna anemologica effettuata in sito utilizzando un anemometro da 60m. Tramite serie storiche di riferimento è stato possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine. Eseguendo l'estrapolazione verticale è stato calcolato che il vento a 122,5m ha una velocità media di 6,8 m/s. Utilizzando il software Windpro/Wasp è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. La produzione annuale P50 al netto delle perdite è di 80,7 GWh e 2038 ore equivalenti.

