



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

PROVINCE DI NUORO E SASSARI



COMUNE DI BITTI



COMUNE DI BUDDUSO



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO "BITTI - TERENCESSA"

Potenza complessiva 56 MW

PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

PA-R.14

RELAZIONE ANEMOLOGICA E STUDIO PRODUTTIVITA'

COMMITTENTE

**GREEN
ENERGY
SARDEGNA 2
S.r.l.**

**Piazza del Grano 3
39100 Bolzano, Italia**

GRUPPO DI LAVORO

Ing. Giorgio Floris: Coordinatore e progettista opere civili, elettriche e sottostazione

Ing. Matteo Floris: Collaborazione progettazione parte civile, elettrica e sottostazione

Geom. Francesco Troncia: rilievi, elaborazioni grafiche e progettazione

Dott. Geol. Fausto Pani: relazione paesaggistica - Sia - studio geologico
simulazioni fotografiche

Dott. Maurizio Medda: relazione faunistica e piano di monitoraggio faunistico

Dott. Agr. Paolo Callioni - Dott. For. Carlo Poddi:

relazione pedo agronomica e vegetazionale

Dott. For. Carlo Poddi: relazione impatto acustico ante operam e bassa frequenza

Dott.ssa Archeo. Giuseppina Manca di Mores: relazione archeologica

Ing. Vincenzo Pinna: calcoli strutturali

Ing. Michele Losito, consulente scientifico Prof. Gianluca Gatto:
relazione sui principali ponti radio nell'area del parco

Ce.Pi.Sar.: piano monitoraggio chiroterteri

SCALA:

FIRME



Rev.	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato	Data
00	Prima emissione				Luglio 2020

PROGETTO DEL PARCO EOLICO “TERENASS” NEI COMUNI DI BITTI E BUDDUSO’

RELAZIONE ANEMOLOGICA

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di parco eolico nei Comuni di Bitti e Buddusò. In particolare, come richiesto dalla Regione Sardegna, verrà riportata la descrizione della campagna anemometrica effettuata in sito; l'analisi di ventosità dell'area di riferimento a 70m; la producibilità espressa in ore equivalenti di funzionamento a pieno carico in un anno solare.

2. DESCRIZIONE DEL SITO

Il parco eolico proposto si sviluppa all'interno del territorio comunale di Bitti; la sottostazione elettrica ricade nel territorio comunale di Buddusò. L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni adibiti a pascolo. L'orografia del terreno è moderatamente complessa, con rilievi montuosi che, in alcune zone, superano i 900m di altezza.

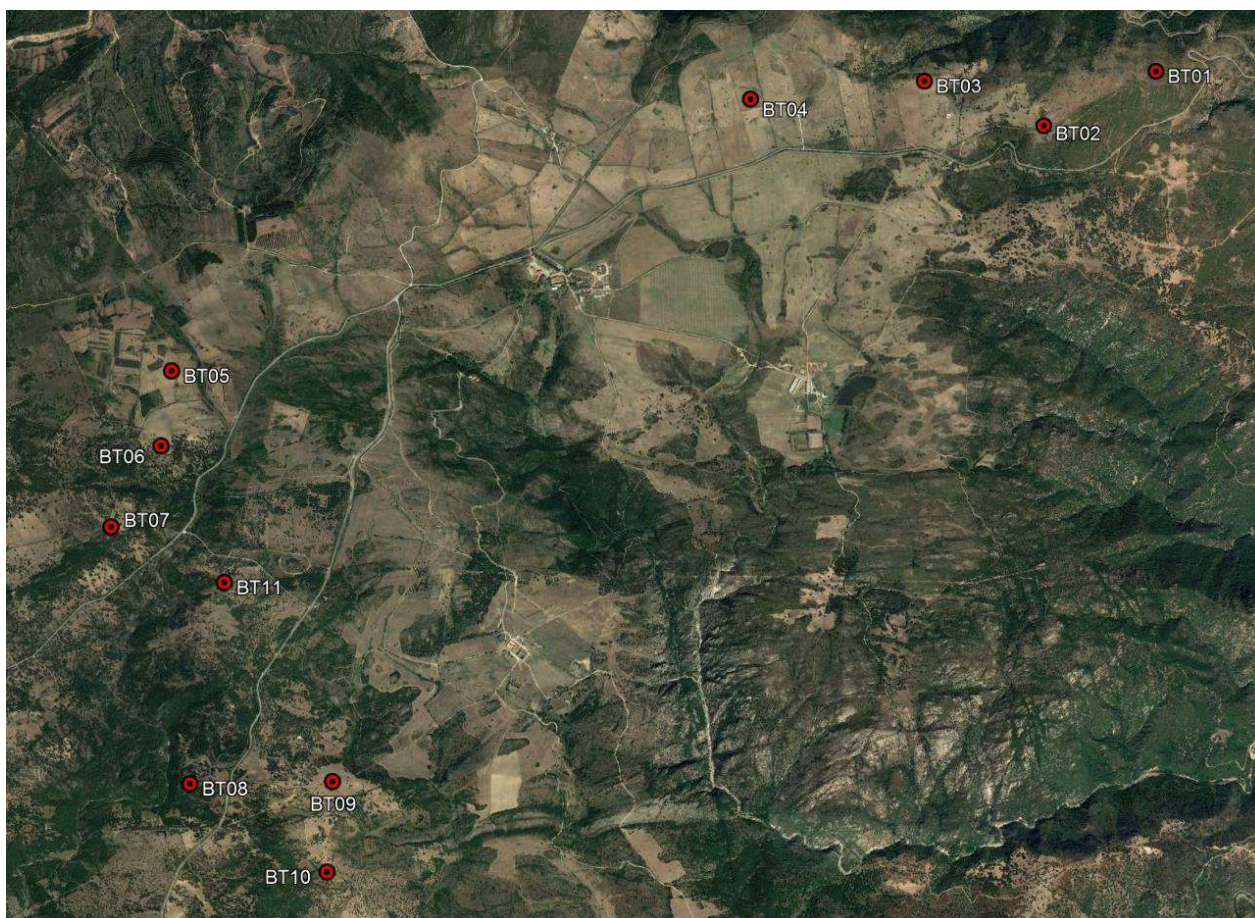


Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico, della potenza nominale massima pari a 56 MW, è costituito da 11 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 170m
- Altezza massima asse rotore: 119m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 6,2 MW (limitati a 5,09 MW)

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

Aerogeneratore	X	Y	Z
BT01	1539295	4492675	742,00
BT02	1538584	4492315	799,95
BT03	1537847	4492573	836,33
BT04	1536783	4492436	895,90
BT05	1533318	4490770	898,40
BT06	1533255	4490323	883,29
BT07	1532964	4489838	872,90
BT08	1533448	4488314	818,11
BT09	1534295	4488327	803,50
BT10	1534262	4487786	770,20
BT11	1533643	4489511	856,76

Tab. 1 - Coordinate aerogeneratori in Gauss Boaga.

4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

La campagna anemometrica è stata condotta per mezzo di una torre anemometrica di altezza 70m al fine di misurare la risorsa eolica presente sul sito. Di seguito questa torre è stata identificata col codice B341. 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 eolico; essa è tuttora in esercizio. Purtroppo i sensori ad altezza 70m non hanno mai funzionato correttamente per cui l'altezza massima di misura risulta essere di 50m. Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche della torre e la strumentazione installata.

Codice torre	B341
Coordinate (UTM GB fuso ovest)	X1526994 Y4481358
Periodo misurazione	06.03.2018 - 06.09.2019
Quote sensori di velocità	50m, 40m, 30m
Quote sensori di direzione	50m, 40m, 30m
Logger	Nomad 2
Availability	86%

Tab. 2 - Descrizione torre anemometrica B341.

I sensori di velocità, tutti calibrati, sono del tipo NRG 40C mentre i sensori di direzione sono del tipo NRG 200P. La registrazione dei dati è avvenuta attraverso una centralina (logger) del tipo Nomad 2, che ha registrato la media, il valore massimo, il valore minimo e la deviazione standard di ogni sensore (frequenza di campionamento 1Hz, medie a 10 minuti). La torre e gli strumenti sono stati installati secondo i criteri della

normativa 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 15 anni e con una buona correlazione dei dati presi in loco.

Reanalysis dataset	ERA5
Coordinate (UTM GB fuso ovest)	X1525449 Y4483308
Periodo misurazione	01.01.2004 - 01.01.2019
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. Sono stati consultati i report di manutenzione, che rappresentano lo storico della torre anemometrica, in modo da individuare tutti i malfunzionamenti 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 funzionamento della torre.

Anemometro	Availability
50m	86,5%
40m	49,2%
30m	86,4%

Tab. 4 - Availability misure torre anemometrica B341.

6. STATISTICA DEL VENTO MISURATA

Nella tabella 5 viene riportata la statistica del vento misurate al top della torre anemometrica (50m). 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 50m è di 6,36 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione WSW (ponente con leggera rotazione verso S).

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)
348.75° - 11.25°	1.925	5.363	4.829	3.10
11.25° - 33.75°	2.097	6.189	5.496	7.85
33.75° - 56.25°	2.286	6.235	5.546	8.93
56.25° - 78.75°	1.980	5.886	5.210	6.14
78.75° - 101.25°	1.520	6.255	5.936	8.32
101.25° - 123.75°	1.502	6.450	6.185	10.06
123.75° - 146.25°	1.699	5.262	4.724	4.73
146.25° - 168.75°	1.247	4.817	4.685	2.21
168.75° - 191.25°	1.583	7.049	6.314	3.27
191.25° - 213.75°	2.116	7.418	6.490	5.28
213.75° - 236.25°	2.166	8.613	7.544	8.82
236.25° - 258.75°	2.117	8.597	7.618	11.23
258.75° - 281.25°	1.884	9.930	8.753	9.62
281.25° - 303.75°	1.538	6.952	6.519	6.85
303.75° - 326.25°	1.395	4.867	4.756	2.33
326.25° - 348.75°	2.051	5.009	4.407	1.27
All data	1.635	6.942	6.364	100.00

Tab. 5 - Statistica misurata a 50m della torre B341

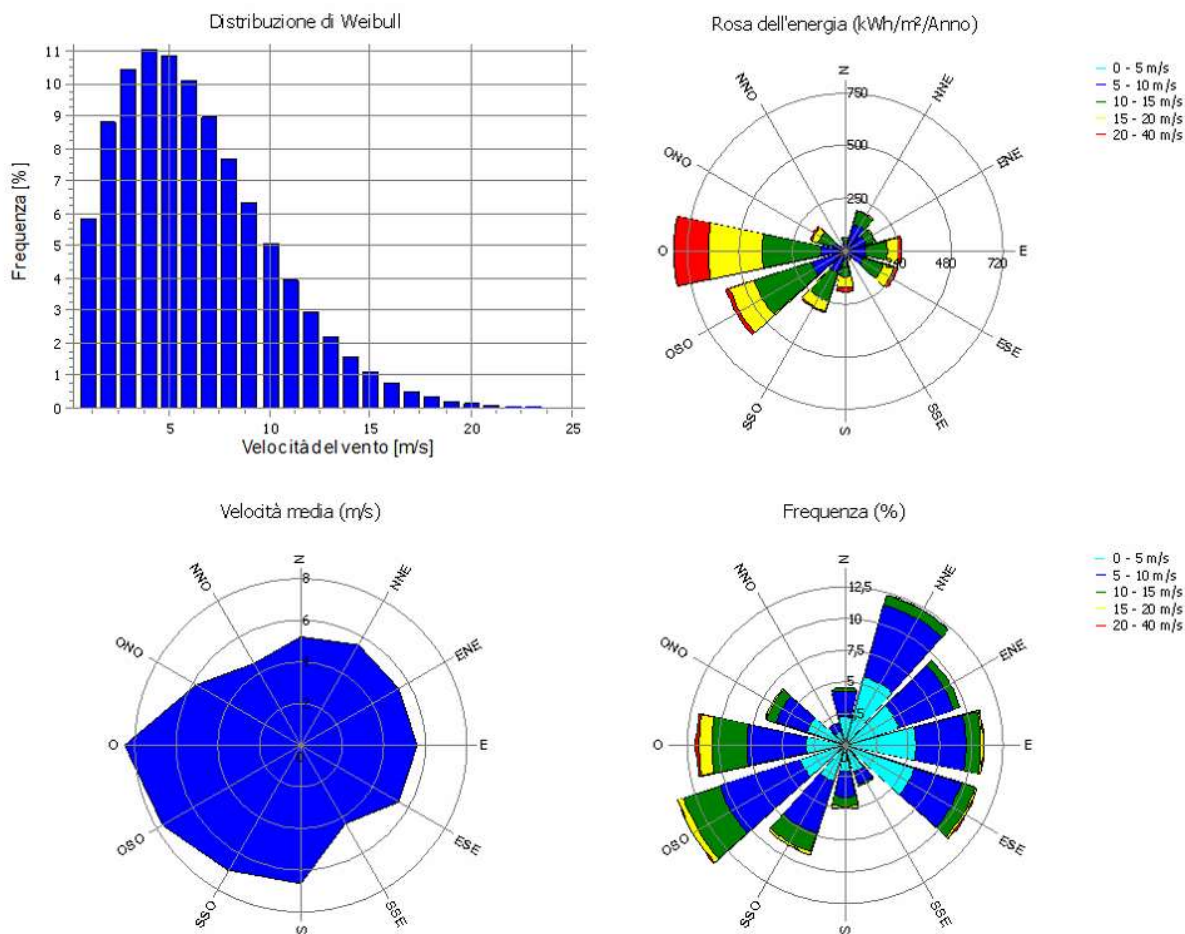


Fig. 2 - Statistica misurata a 50m della torre B341, grafici.

7. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE

La campagna anemometrica di B341 è durata 1,5 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 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 B341 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 (speed up) 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 ai dati concorrenti degli anemometri B341 e ERA5 ottenendo un coefficiente di correlazione del 87%, il quale dimostra che tra i due c'è un'ottima correlazione. A questo punto sono stati calcolati gli speed up e questi sono stati applicati ai dati ERA5 per sintetizzare i dati dell'anemometro B341. Si è così ottenuta una serie temporale rappresentativa del lungo

termine che va dal 01.01.2004 al 01.01.2019. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 50m di 6,51 m/s, leggermente superiore ai valori misurati.

8. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

L'estrapolazione verticale è stata calcolata per l'aerogeneratore di progetto avente diametro rotore pari a 170 m e altezza hub pari a 115 m.

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:

$$\alpha = 0,15$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 70m e 115m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
70m	6,9 m/s
115m	7,4 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]
BT01	7,93
BT02	7,76
BT03	7,64
BT04	7,55
BT05	6,86
BT06	6,71
BT07	6,61
BT08	6,70
BT09	6,74
BT10	6,75
BT11	6,66

Tab. 7 - Vento medio indisturbato a quota hub (115m) sul parco.

Nella figura seguente viene mostrata la mappa di ventosità dell'area di riferimento a 70m. Come si può vedere dalla mappa tutta l'area di progetto presenta venti superiori a 5 m/s a 70m.

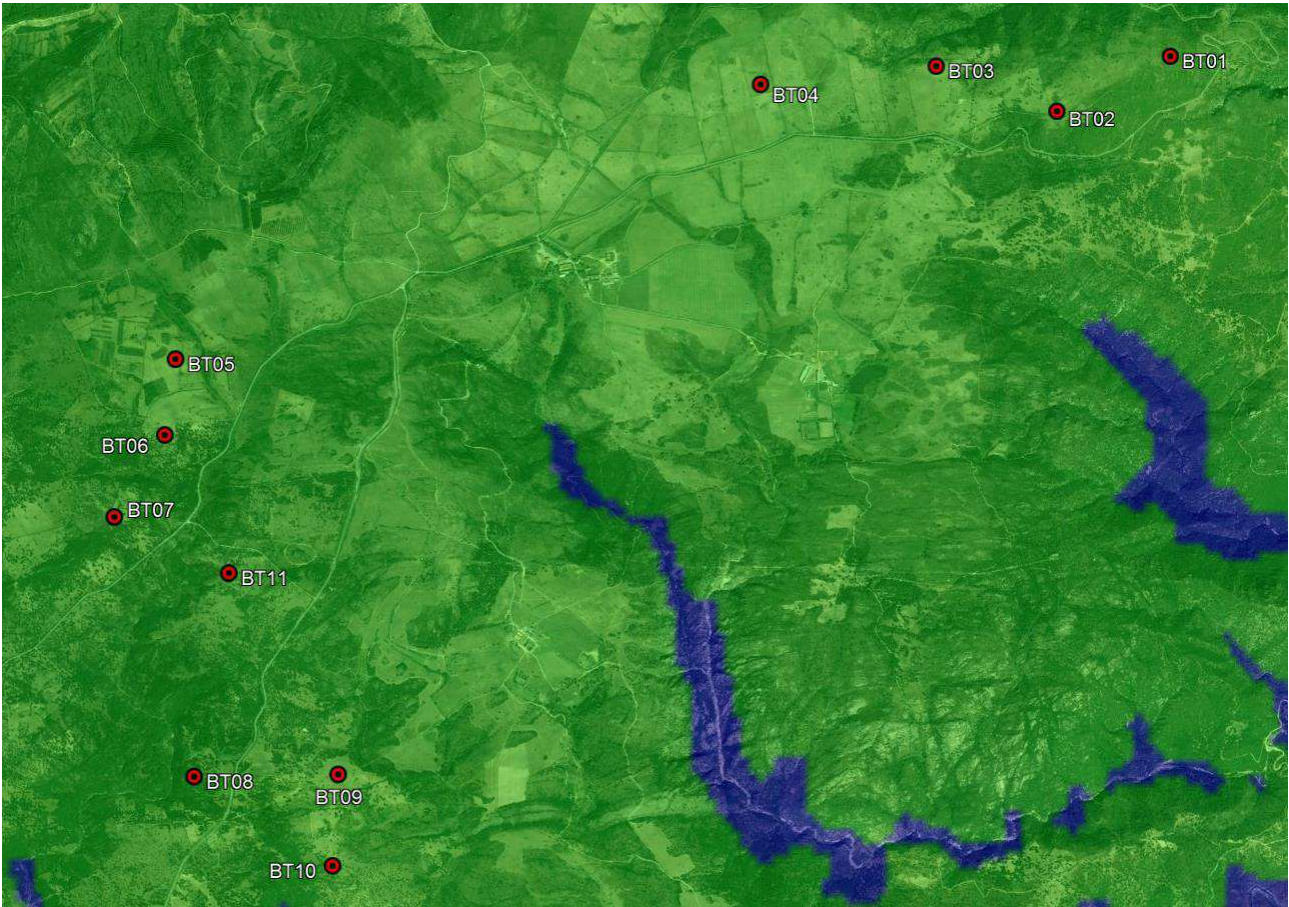


Fig. 3 - Mappa di ventosità a 70m: aree blu con vento minore o uguale a 5 m/s, aree verdi con vento superiore a 5 m/s

10. CALCOLO DI PRODUZIONE

Nella tabella 8 viene riportata la curva di potenza tipica per l'aerogeneratore di progetto e per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	89
4	328
5	758
6	1376
7	2230
8	3351
9	4617
10	5090
11	5090
12	5090
13	5090
14	5090
15	5090
16	5090
17	5090
18	5090
19	5090
20	5090
21	5090
22	5090
23	5090
24	5090
25	4964

Tab. 8 - Curva di potenza tipo per l'aerogeneratore di progetto, 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 3.4.388).

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
BT01	20.621	5,09	4051
BT02	20.126	5,09	3954
BT03	19.610	5,09	3853
BT04	19.713	5,09	3873
BT05	17.053	5,09	3350
BT06	15.981	5,09	3140
BT07	15.950	5,09	3134
BT08	16.541	5,09	3250
BT09	16.306	5,09	3204
BT10	16.889	5,09	3318
BT11	16.356	5,09	3213

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 (P50):

N° turbine	11
Potenza nominale	56,0 MW
Produzione lorda	221,0 GWh/a
Perdite	11,7%
Produzione netta	195,1 GWh/a
Ore equivalenti	3484 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	-4,0%
Availability WTGs	-2,0%
Availability Grid, Substation and BoP	-0,5%
Electrical losses	-2,1%
Power Curve Adjustment	-1,0%
High Temperature Shut Down	-0,2%
Environmental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,5%
Total	-11,7%

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	3,5	5,08
Estrapolazione verticale	velocità del vento	6,5	9,43
Estrapolazione orizzontale	produzione	6,5	9,43
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	2,0	2,90
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità annuale	velocità del vento	6,0	8,70
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	2,90
Incetezza totale	produzione		17,67

Tab. 12 - Incetezza sulla stima di produzione.

Queste inceteezze 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/a]	Ore equivalenti [h]
P50	195,1	3484
P75	174,6	3118
P90	156,1	2788

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 50m. 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 70m ha una velocità media di 6,9 m/s mentre a 115m di quota hub ha una velocità media di 7,4 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 195,1 GWh ovvero 3484 ore equivalenti.

ING. GIORGIO FLORIS