



Regione Sardegna
 Provincia di Sassari
 Comuni di Tergu, Nulvi, Sedini, Chiaramonti,
 Ploaghe e Codrongianos



Proposta di ammodernamento complessivo (“repowering”) del “Parco Eolico Nulvi Tergu” esistente da 29,75 MW, con smantellamento degli attuali 35 aerogeneratori e sostituzione in riduzione degli stessi con l’installazione di 15 aerogeneratori, per una potenza totale definitiva di 99 MW

Titolo:

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Numero documento:

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

Proponente:

FRI-EL

FRI-EL ANGLONA S.R.L.
 Piazza del Grano 3
 39100 Bolzano (BZ)
fri-el_anglona@legalmail.it
 P.iva 02429050210

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Cardito, 202 | 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	20.07.2022	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	A. FIORENTINO	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO
	01	01.08.2023	Riscontro nota MASE – Prot. n. 5969 del 22.05.2023	A. FIORENTINO	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO
	02	14.03.2024	AGGIORNAMENTO LAYOUT	C. ELIA	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO

INDICE

1. PREMESSA	3
2. INTRODUZIONE	3
3. DESCRIZIONE DEL SITO	3
3.1. LAYOUT DEL PARCO	4
4. VERIFICA LIMITI DGR 59/90	5
5. CAMPAGNA ANEMOMETRICA	7
6. VALUTAZIONE DELLE MISURE	7
7. STATISTICA DEL VENTO MISURATA	8
8. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE ED ESTRAPOLAZIONE VERTICALE	9
9. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE	9
10. ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE	10
11. CALCOLO DI PRODUZIONE	11
12. INCERTEZZE	13
13. CONCLUSIONI	13

1. PREMESSA

La Società FRI-EL in data 23 gennaio 2023 ha presentato istanza di Valutazione di Impatto Ambientale al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, ai sensi dell’art.23 del D. Lgs. 152/2006, di un Progetto d’ammodernamento di un impianto eolico esistente “Parco Eolico Nulvi Tergu”, con la contestuale installazione di n. 15 aerogeneratori (al posto dei 35 aerogeneratori attualmente esistenti) della potenza nominale unitaria di 6,6 MW ciascuno e delle relative opere di connessione.

Il presente documento costituisce una revisione della Relazione anemologica, consegnata a gennaio 2023, che tiene conto dell’ottimizzazione del layout, a seguito della modifica del preventivo di connessione da parte del gestore di rete, prevedendo ammodernamento tecnico della esistente Stazione Elettrica di Utenza ubicata nel comune di Tergu (SS) e connessa, a sua volta, all’esistente CP 150/20 kV di Enel Distribuzione Spa di Tergu.

L’ottimizzazione del layout ha determinato una notevole riduzione dell’effetto antropico e un minor utilizzo di suolo. Nello specifico si riscontra:

- eliminazione della Stazione Elettrica di Utenza 150/30 kV, ubicata nel comune di Nulvi (SS);
- eliminazione del Cavidotto con livello di tensione 150 kV nei comuni di Nulvi (SS), Chiaramonti (SS), Ploaghe (SS) e Codrongianos (SS);
- eliminazione della Stazione Elettrica di Condivisione 150 kV, ubicata nel comune di Codrongianos (SS);
- il progetto di ammodernamento andrà ad interessare esclusivamente i comuni di Nulvi (SS) e Tergu (SS).

Inoltre, sono state effettuate alcune modifiche alla posizione degli aerogeneratori al fine di garantire una idonea distanza tra di essi, garantendo il rispetto di 5 volte il diametro del rotore lungo la direzione predominante del vento e 3 volte il diametro lungo la direzione perpendicolare a quella prevalente del vento.

Al fine di una più chiara ed immediata lettura, le modifiche indotte dall’ottimizzazione del layout rispetto quanto già presentato, saranno indicate con una diversa colorazione (blu).

2. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di ammodernamento complessivo (“repowering”) del parco eolico Nulvi-Tergu della società Fri-El Anglona s.r.l. Verrà sottolineato il rispetto dei limiti di ore equivalenti annue e di producibilità specifica areale della zona in cui è situato il progetto, così come descritto al punto 2 della DGR 59/90. Inoltre, verrà riportata la descrizione della campagna anemometrica effettuata in sito; l’analisi di ventosità dell’area di riferimento; la producibilità.

3. DESCRIZIONE DEL SITO

Il progetto di ammodernamento proposto si sviluppa all’interno dei territori comunali di Nulvi e di Tergu; la sottostazione elettrica ricade nel territorio comunale di Tergu. L’intera zona è caratterizzata principalmente da terreni adibiti a pascolo. L’orografia del terreno è mediamente complessa e presenta alcuni rilievi che superano i 600m di altezza.

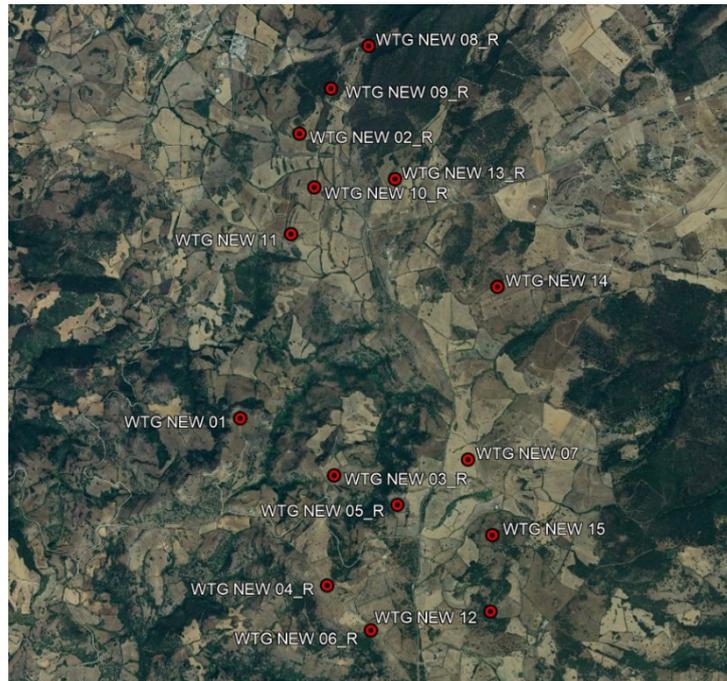


Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3.1. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico è costituito da 15 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 170m
- Altezza massima torre: 115m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 6,6 MW

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

Aerogeneratore	X	Y	Z
WTG NEW 01	476380	4519595	428,1
WTG NEW 02_R	477019	4522631	387,9
WTG NEW 03_R	477376	4518983	506,9
WTG NEW 04_R	477298	4517809	575,0
WTG NEW 05_R	478047	4518667	513,7
WTG NEW 06_R	477762	4517328	599,5
WTG NEW 07	478800	4519148	526,7
WTG NEW 08_R	477757	4523566	364,5
WTG NEW 09_R	477354	4523111	402,6
WTG NEW 10_R	477174	4522058	385,8
WTG NEW 11	476926	4521559	401,4
WTG NEW 12	479034	4517526	542,3
WTG NEW 13_R	478033	4522143	407,5

WTG NEW 14	479118	4520990	459,8
WTG NEW 15	479056	4518341	520,2

Tab. 1 - Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84

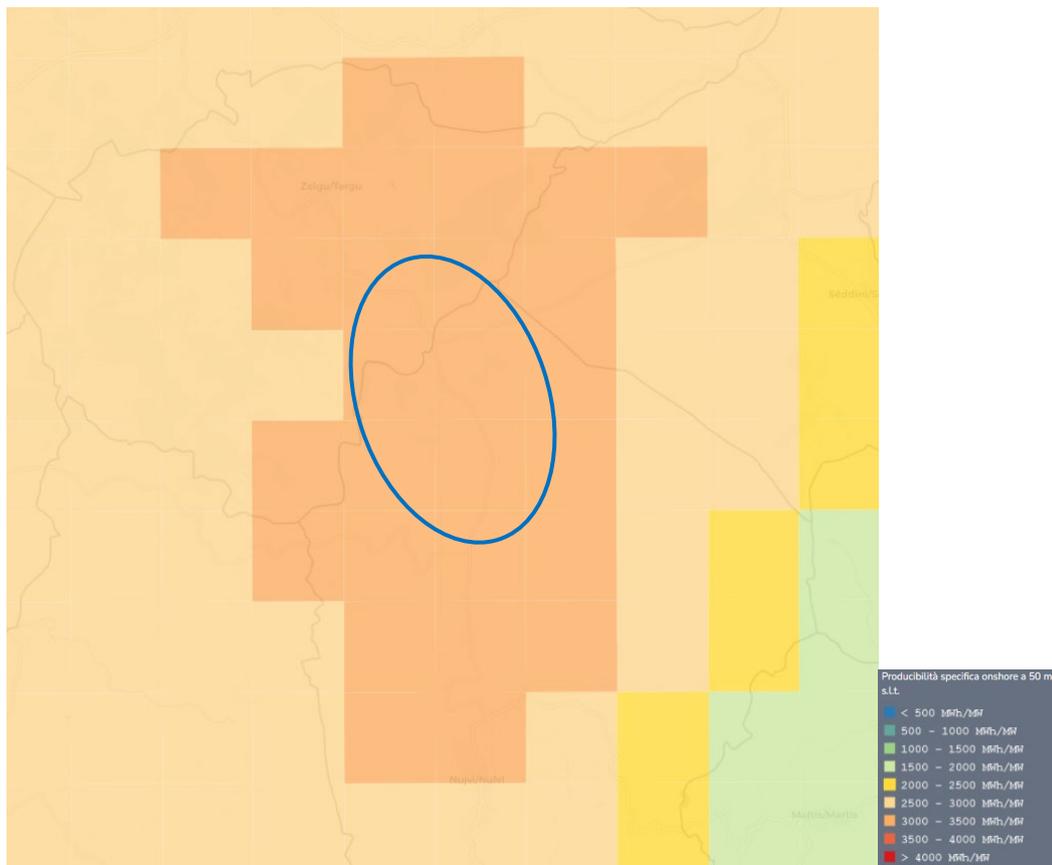
4. VERIFICA LIMITI DGR 59/90

Secondo la nuova Delibera DGR 59/90 introdotta il 27.11.2020 per valutare e valorizzare la risorsa eolica sono riportate al punto 2 di tale Delibera delle indicazioni da tenere in considerazione al fine di "massimizzare il contributo della fonte eolica alla produzione di energia da fonte rinnovabile".

La prima indicazione riportata riguarda la producibilità specifica areale pari ad almeno:

- MWh/MW a 25 m s.l.t.
- 1.500 MWh/MW a 50 m s.l.t.
- 2.000 MWh/MW a 75 m s.l.t.
- 2.500 MWh/MW a 100 m s.l.t.

Di seguito si riportano gli estratti dell'Atlante Eolico di RSE (<http://atlanteolico.rse-web.it/>) indicato come elemento di valutazione dei limiti di producibilità specifica sopra riportati. Manca la quota a 25m perché non più disponibile sul sito dell'atlante eolico.



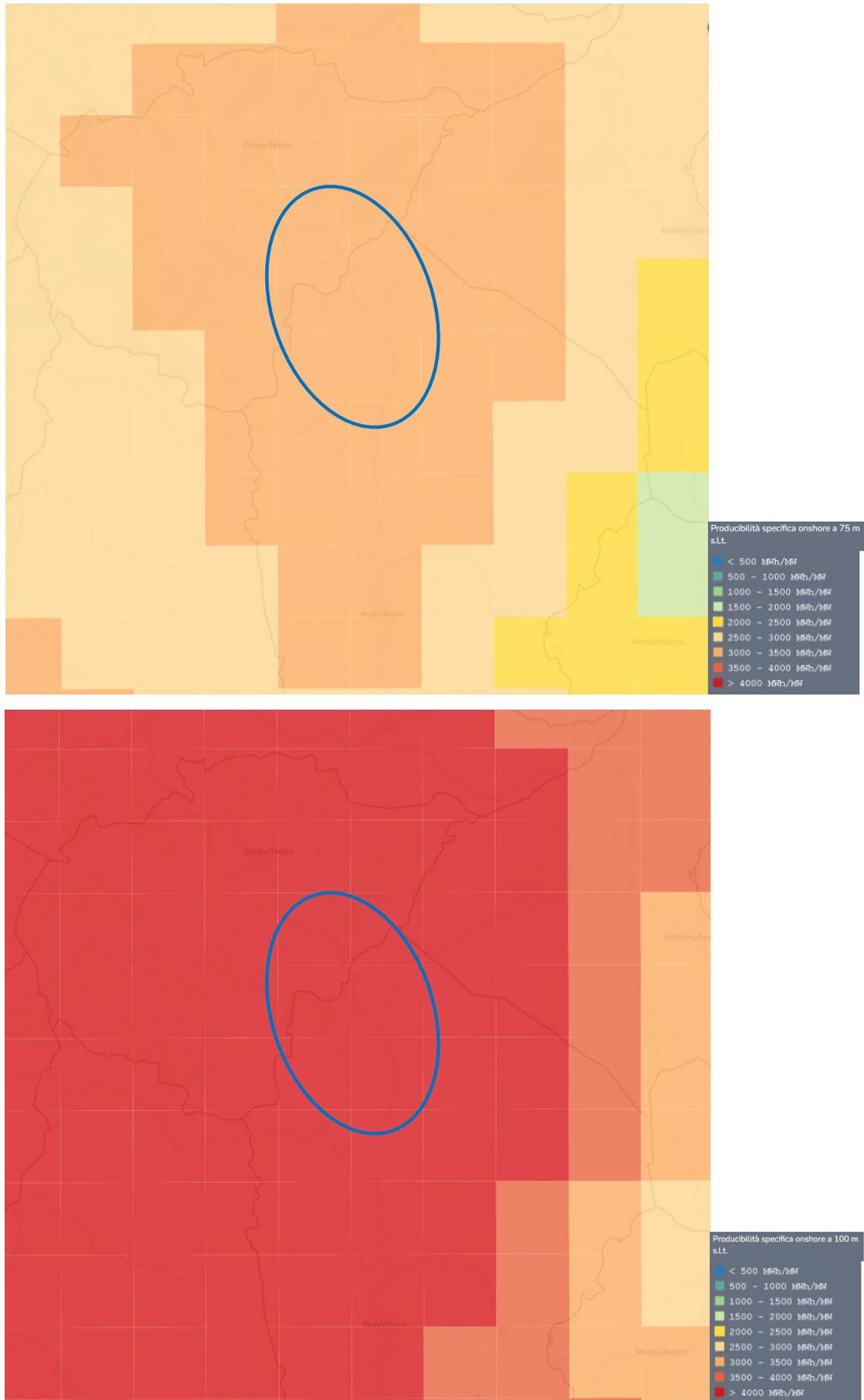


Figura 2 – Estratti Atlante Eolico RSE a 50m, 75m, 100m s.l.t.

La seconda indicazione presente al punto 2 della delibera DGR 59/90 richiede una producibilità in termini di ore equivalenti maggiore di 2.000 h/anno per impianti con potenza maggiore di 200 kW. Tale indicazione è verificata al capito 11.

5. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

La campagna anemometrica è stata condotta per mezzo di due torri anemometriche di altezza 30m al fine di misurare la risorsa eolica presente sul sito. Di seguito queste torri sono state identificate con i codici N320 e N326. Le torri sono state installata nelle vicinanze del parco eolico proposto e dunque le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco eolico. Nelle tabelle seguenti sono sintetizzate le caratteristiche delle torri e la strumentazione installata.

Codice torre	N320
Coordinate (UTM GB fuso ovest)	X1478723 Y4518807
Periodo misurazione	10.11.2004 - 10.04.2007
Quote sensori di velocità	30m, 20m, 10m
Quote sensori di direzione	30m
Logger	NRG Symphonie
Availability	97,9%

Tab. 2 - Descrizione torre anemometrica N320

Codice torre	N326
Coordinate (UTM GB fuso ovest)	X1477563 Y4517416
Periodo misurazione	19.05.2003 - 15.10.2007
Quote sensori di velocità	30m, 20m, 10m
Quote sensori di direzione	30m
Logger	NRG Symphonie
Availability	94,1%

Tab. 3 - Descrizione torre anemometrica N326

I sensori di velocità sono tutti del tipo NRG #40 mentre i sensori di direzione sono del tipo NRG 200P. La registrazione dei dati è avvenuta attraverso un centraline (logger) del tipo NRG Symphonie, che hanno registrato la media, il valore massimo, il valore minimo e la deviazione standard di ogni sensore (frequenza di campionamento 1Hz, medie a 60 minuti).

6. 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 N320	Availability
30m	97,9%
20m	97,9%
10m	97,9%
Anemometro N326	Availability
30m	94,1%
20m	94,1%
10m	94,1%

Tab. 4 - Availability misure torri anemometrica N320 e N326.

7. STATISTICA DEL VENTO MISURATA

Nella tabella 5 viene riportata le statistiche del vento misurate al top delle torri anemometriche (30m). 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 30m è di 5,82 m/s e 6,18 m/s rispettivamente. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione WNW (maestrale).

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)
348.75° - 11.25°	1.792	3.717	3.399	2.54
11.25° - 33.75°	1.619	3.918	3.642	2.46
33.75° - 56.25°	1.431	4.999	4.656	2.58
56.25° - 78.75°	1.845	6.353	5.630	3.24
78.75° - 101.25°	1.984	6.114	5.414	4.27
101.25° - 123.75°	2.006	7.004	6.190	5.42
123.75° - 146.25°	2.038	6.325	5.610	7.53
146.25° - 168.75°	2.324	4.923	4.366	7.18
168.75° - 191.25°	1.673	4.689	4.258	4.50
191.25° - 213.75°	2.076	5.664	4.950	3.56
213.75° - 236.25°	2.376	6.387	5.611	5.99
236.25° - 258.75°	2.409	6.553	5.885	8.45
258.75° - 281.25°	2.248	8.170	7.293	14.49
281.25° - 303.75°	1.858	8.371	7.518	14.79
303.75° - 326.25°	1.193	5.299	5.466	9.55
326.25° - 348.75°	1.374	4.697	4.115	3.46
All data	1.702	6.435	5.815	100.00
Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)

348.75° - 11.25°	2.574	5.118	4.466	5.06
11.25° - 33.75°	1.512	5.670	5.191	3.19
33.75° - 56.25°	1.848	8.045	7.058	4.98
56.25° - 78.75°	2.057	8.267	7.244	5.47
78.75° - 101.25°	2.120	7.790	6.901	6.17
101.25° - 123.75°	2.390	7.244	6.340	5.52
123.75° - 146.25°	1.823	5.560	4.951	3.06
146.25° - 168.75°	1.387	5.293	5.048	2.82
168.75° - 191.25°	1.671	6.294	5.485	4.74
191.25° - 213.75°	1.511	6.715	6.169	5.37
213.75° - 236.25°	1.730	6.786	6.170	12.53
236.25° - 258.75°	2.113	7.718	6.821	12.04
258.75° - 281.25°	1.799	8.222	7.417	13.20
281.25° - 303.75°	1.386	5.865	5.940	7.36
303.75° - 326.25°	1.680	4.928	4.395	4.05
326.25° - 348.75°	2.109	5.051	4.276	4.43
All data	1.652	6.734	6.179	100.00

Tab. 5 - Statistica misurata a 30m di N320 e di N326

8. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE ED ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

Poiché il proponente ha a disposizione la produzione storica del parco in esercizio, il lavoro di estensione a lungo termine si è basato sul confronto tra producibilità attesa tramite serie dati e produzione storica. Tale tecnica risulta al momento la più precisa possibile, basandosi proprio sull'effettiva produzione degli aerogeneratori in sito. Il confronto indica che i dati misurati sono sostanzialmente rappresentativi del lungo termine.

9. 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:

$$\alpha (N320) = 0,12$$

$$\alpha (N326) = 0,13$$

Il wind shear è stato applicato alla serie misurata (capitolo 8) e si è estrapolato il vento medio a 115m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
N320 – 115m	6,8 m/s
N326 – 115m	7,4 m/s

Tab. 6 - Velocità media annuale a lungo termine ad altezza hub

10. 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]
WTG NEW 01	6,86
WTG NEW 02_R	6,57
WTG NEW 03_R	6,94
WTG NEW 04_R	7,27
WTG NEW 05_R	6,49
WTG NEW 06_R	7,28
WTG NEW 07	6,64
WTG NEW 08_R	6,35
WTG NEW 09_R	6,71
WTG NEW 10_R	6,31
WTG NEW 11	6,44
WTG NEW 12	6,42
WTG NEW 13_R	6,32
WTG NEW 14	6,45
WTG NEW 15	6,34

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

11. CALCOLO DI PRODUZIONE

Nella tabella 8 viene riportata la curva di potenza tipica per l'aerogeneratore di progetto 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	3346
9	4600
10	5660
11	6272
12	6510
13	6579
14	6596
15	6599
16	6600
17	6600
18	6600
19	6336
20	6072
21	5808
22	5544
23	5280

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 4.0.540).

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
WTG NEW 01	19.117	6,6	2897
WTG NEW 02_R	17.515	6,6	2654
WTG NEW 03_R	18.787	6,6	2847
WTG NEW 04_R	20.050	6,6	3038
WTG NEW 05_R	16.249	6,6	2462
WTG NEW 06_R	20.081	6,6	3043
WTG NEW 07	17.130	6,6	2595
WTG NEW 08_R	16.485	6,6	2498

WTG NEW 09_R	17.969	6,6	2723
WTG NEW 10_R	16.088	6,6	2438
WTG NEW 11	17.183	6,6	2603
WTG NEW 12	16.578	6,6	2512
WTG NEW 13_R	15.568	6,6	2359
WTG NEW 14	16.965	6,6	2570
WTG NEW 15	15.895	6,6	2408

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	15
Potenza nominale	99,0 MW
Produzione lorda	300,5 GWh/a
Perdite	12,9%
Produzione netta	261,7 GWh/a
Ore equivalenti	2643 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	-5,4%
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%
Environmental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,5%
Total	-12,9%

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.

Elettrical 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.

12. 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	4,0	6,43
Estrapolazione verticale	velocità del vento	9,0	14,46
Estrapolazione orizzontale	produzione	5,0	8,04
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	2,0	3,21
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità annuale	velocità del vento	6,0	9,64
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	3,21
Incetezza totale	produzione		18,88

Tab. 12 - Incertezza sulla stima di produzione.

Queste incertezze 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	261,7	2643
P75	228,1	2304
P90	197,9	1999

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

13. CONCLUSIONI

In questa relazione è stata descritta la campagna anemologica effettuata in sito utilizzando due anemometri da 30m. Tramite la produzione storica del parco in esercizio è stato possibile stimare la statistica media del vento a lungo termine. Eseguendo l'estrapolazione verticale sulle posizioni delle torri anemometriche è stato calcolato che il vento a quota hub, ovvero a 115m, ha una velocità media di 6,8 e 7,4 m/s. Utilizzando il software Windpro/Wasp (ver. 4.0.540/12.06.0024) 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 261,7 GWh/a ovvero 2643 ore equivalenti.

