



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SUD SARDEGNA



ESTERZILI



ESCALAPLANO



SEUI

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO COMPOSTO DA 29 AEROGENERATORI E RELATIVE OPERE CONNESSE CON POTENZA COMPLESSIVA DI 153,9 MW NEI COMUNI DI ESTERZILI (SU), ESCALAPLANO (SU) E SEUI (SU)



Proponente	 <p>LOTO RINNOVABILI SRL <i>Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:lotorinnovabili@legalmail.it</i></p>				
Progettazione	 <p>AGREENPOWER s.r.l. Sede legale: Via Serra, 44 09038 Serramanna (SU) - ITALIA Email: info@agreenpower.it</p> <p>Gruppo di lavoro: Ing. Simone Abis - Civile Ambientale Ing. Michele Angei - Elettrico Ing. Enea Tocco - Civile Ambientale Ing. Stefano Fanti - Civile Ambientale Dott. Gianluca Fadda</p> <p>Collaboratori: Vamigeroind Ambiente, Geologia e Geofisica S.r.l. Dott. Archeologo Matteo Tatti Dott. Naturalista Francesco Mascia Dott. Agronomo Vincenzo Secchi Ing. Federico Miscali - Tecnico Acustica Ing. Nicola Sollai - Strutturista Dott. Geologo Andrea Usai Dott. Geologo Luigi Sancieru Ing. Michele Pigliaru - Elettrico Ing. Luigi Cuccu - Elettrotecnico</p>				
Elaborato	Nome Elaborato: <p style="text-align: center;">STIMA DI PRODUCIBILITÀ</p>				
01	Settembre-2023	Seconda emissione	D. Medici	Agreenpower Srl	Agreenpower Srl
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala:	-				
Formato:	A4	Codice Commessa W2204EES	Codice Elaborato	REL07	

Indice

1	Sintesi	2
2	Sito di Esterzili-Escalaplano	3
3	Correlazione di lungo periodo, storicizzazione delle misure	10
4	Calcolo della producibilità	16

Revisioni:

TNo1-Rev A 27 Agosto 2022 - Prima versione

TNo1-Rev B 17 Novembre 2022 - Utilizzo dati misurati Stazione Meteo Seui

Ogni responsabilità per questo lavoro si intende ai sensi di legge. Il documento deve essere considerato nella totalità dei documenti eventualmente richiamati. Il lavoro è protetto dalle leggi sul copyright e può essere distribuito solo previo accordo scritto tra il Cliente e RenGen Consulting s.a.s.. Non si assume alcuna responsabilità per le informazioni, utilizzo ed i dati utilizzati per il lavoro.

1 Sintesi

- **Progetto:** Centrale Eolica di Esterzili-Escalaplano

Posizione	Turbine	Potenza	Altezza Mozzo	Producibilità P50
Esterzili-Escalaplano, Sardegna	29 N163-5.3MW	153.7 MW	118 m	375.8 GWh/annum

Tabella 1.1: Caratteristiche del progetto

- **Scopo del lavoro:** Stima di Producibilità

RenGen Consulting ha elaborato la relazione di producibilità per il sito di Esterzili-Escalaplano, sviluppato da Loto Rinnovabili Srl. L'area può essere classificata come complessa, con accesso all'area che è garantito da strade Statali e Provinciali in buone condizioni. Le strade di accesso alle turbine dovranno essere significativamente migliorate. La direzione principale del vento è ovest-nordovest ed in quest'ottica sono state posizionate le turbine eoliche proposte dal progetto lungo i crinali e l'altopiano a sud, per poter aumentare l'efficienza della produzione. La stima di producibilità è basata sui dati meteorologici registrati da ARPAS Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Sardegna - Dipartimento Meteorologico, come descritto in dettaglio nella relazione.

2 Sito di Esterzili-Escalaplano

I Comuni di Esterzili ed Escalaplano sono nella provincia del Sud Sardegna, come mostrato in Fig 2.1. Il terreno su cui è proposta la centrale eolica può essere definito complesso, con uno sviluppo essenzialmente diviso tra il versante sud di un monte ed un terreno più pianeggiante nella parte sud come si evince dalla Fig 2.2. Le montagne a nord aumentano significativamente in altezza fino a superare 1,000 m sul livello del mare, senza tuttavia essere interessate dalla centrale eolica. Anche la parte sud si può definire complessa e con alcune pendenze importanti da nord a sud. Le posizioni delle turbine proposte sono incluse in Fig 2.3 e Fig 2.4. Come si vede in Fig 2.5, che rappresenta la tipica visuale nella zona sud, il terreno è adibito a coltivazioni e pastorizia con alcune aree boschive. La panoramica è stata fatta in prossimità della Turbina E19 in direzione sudest. Nella zona sono state osservate alcune aziende agricole ed allevamenti sparsi sul territorio. Un'altra visuale della zona attualmente proposta per lo sviluppo è mostrata in Fig 2.6 da cui si evince la complessità del terreno nella parte nord.



Figura 2.1: Esterzili-Escalaplano, nella provincia del Sud Sardegna

Le Strade Provinciali SP13 ed SP53, quest'ultima bisettrice della centrale eolica, garantiscono un certo livello di accesso all'area. In generale si ritiene che la logistica ed i lavori civili per permettere l'accesso al sito saranno significativi. La viabilità interna è garantita da strade secondarie asfaltate e sterrate che dovranno essere significativamente migliorate per permettere il passaggio delle attrezzature e delle turbine. Le strade di accesso alle piazzole dovranno essere costruite come parte integrante del progetto.

Dati anemologici da giugno 2018 a giugno 2020 sono disponibili e misurati da una torre anemometrica di 10 m, Mast Seui_RU, che si trova alle coordinate di Tabella 2.1 ad una distanza di circa

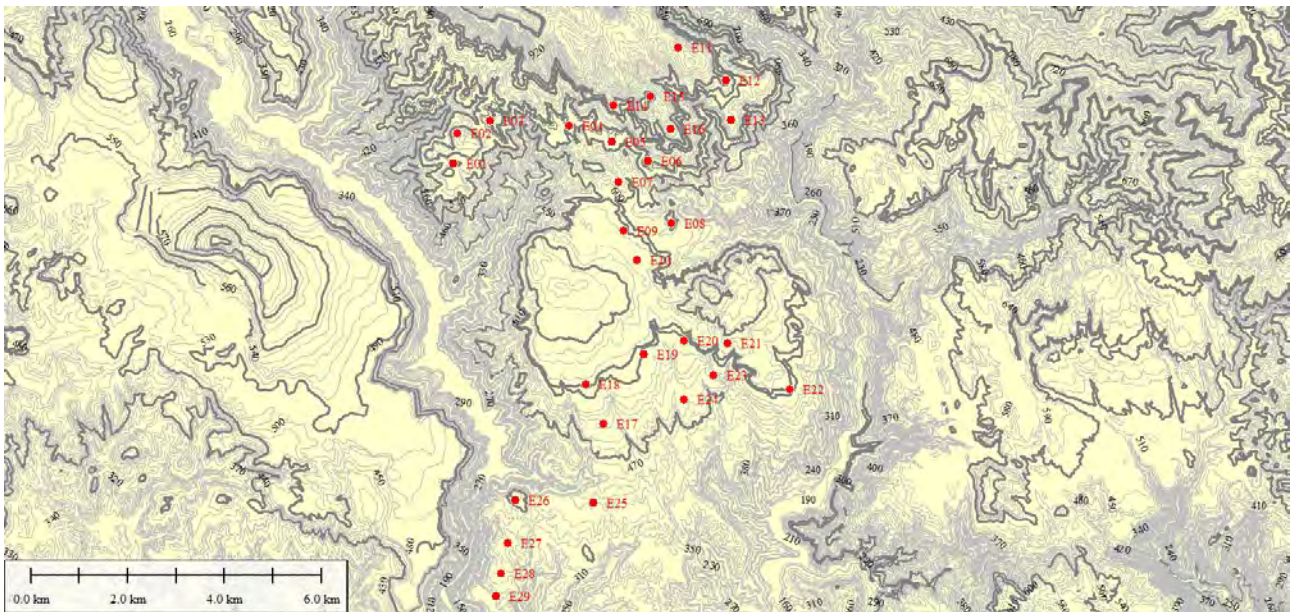


Figura 2.2: Turbine e curve di livello della centrale eolica di Esterzili-Escalaplano

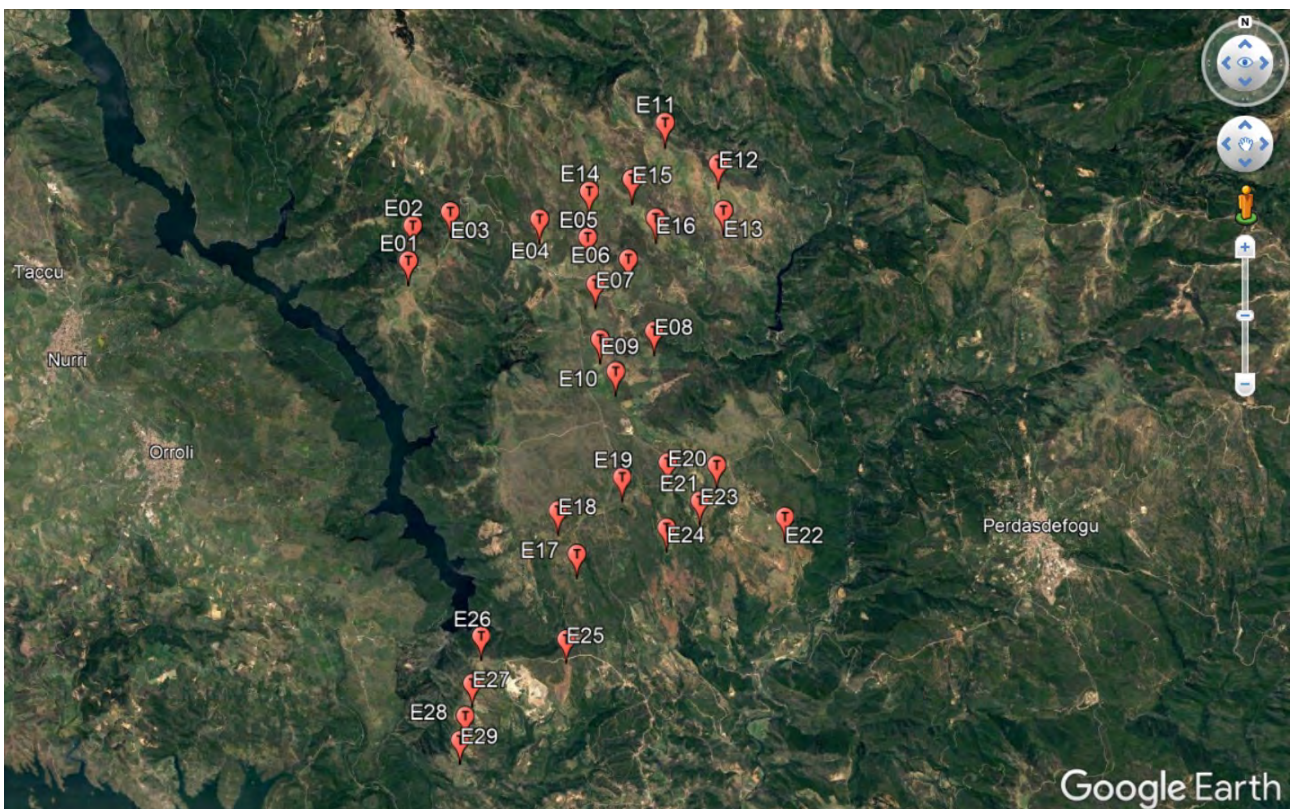


Figura 2.3: Posizione delle turbine eoliche

12 km dal sito in sviluppo; la torre tubolare anemometrica è gestita dall’Agenzia Regionale per la Protezione dell’Ambiente della Sardegna - Dipartimento Meteorologico (ARPAS) ed i sensori sono visibili in Fig 2.7. Le principali caratteristiche sono riassunte in Tabella 2.2 e l’esposizione è considerata rappresentativa, senza ostacoli significativi. I valori di velocità e direzione sono stati mediati sui 10 minuti, mentre ulteriori informazioni sui sensori ed il logger non sono al momento disponibili. La disponibilità dati è generalmente buona, con il periodo da marzo 2019 a luglio 2019 che tuttavia

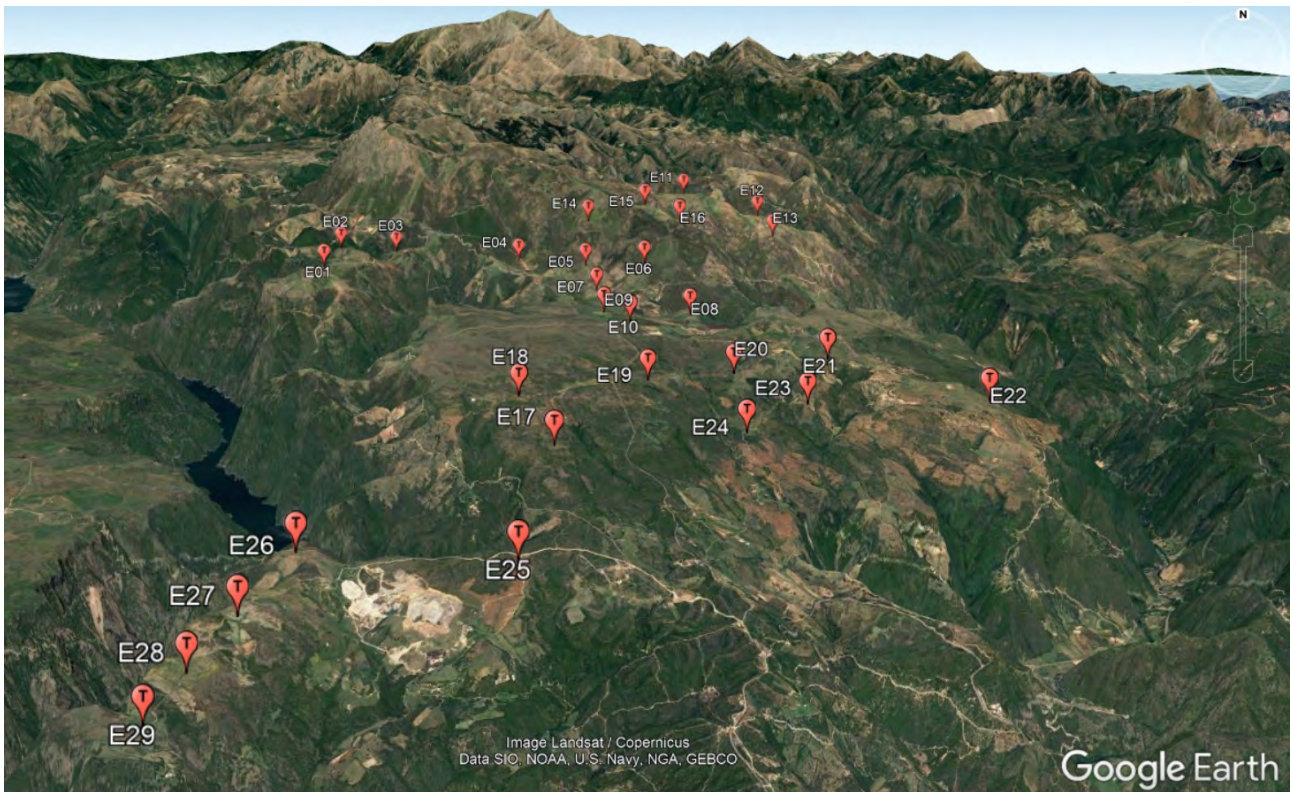


Figura 2.4: Posizione delle turbine eoliche

ha richiesto una esclusione significativa di dati di velocità per periodi anomali e prolungati di calma. Questi dati sono stati esclusi dall'analisi come evidenziato in Tabella 2.3. Un offset di 40 gradi nella direzione è stato anche applicato in senso antiorario, dal momento che la direzione prevalente del vento è certamente ovest-nordovest.

Le posizioni delle turbine eoliche sono riportate in Tabella 2.1. La distanza minima tra le Turbine E28 ed E29 è pari a 476 m, nel caso specifico in direzione perpendicolare alla direzione principale. Questo equivale, considerando un diametro D di 163 m ad una distanza di $2.9D$ ed ovviamente dovrà essere verificata in termini di carichi ammissibili dal fornitore delle turbine.

Tabella 2.1: Coordinate delle turbine eoliche, UTM ED1950 Datum, Zone 32S.

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
Seui_RU	531006	4407278
E01	526206	4397048
E02	526299	4397669
E03	526967	4397941
E04	528594	4397830
E14	529505	4398250
E15	530267	4398431
E16	530697	4397763
E06	530223	4397094
E11	530852	4399440
E12	531829	4398764
E13	531935	4397952
E07	529625	4396665
E08	530716	4395813
E09	529714	4395656
E10	530002	4395060
E19	530131	4393119
E20	530975	4393393
E21	531867	4393351
E24	530970	4392175
E23	531581	4392684
E22	533144	4392398
E25	529099	4390057
E27	527325	4389219
E28	527192	4388597
E29	527090	4388132
E26	527491	4390109
E17	529297	4391684
E18	528948	4392502
E05	529478	4397500

Tabella 2.2: Dati principali anemometrici utilizzati per la stima di producibilità, prima dell'aggiustamento di lungo periodo

Descrizione	altezza [m]	Valore
Periodo di misura	10	24.1 mesi
Periodo di dati validi	10	21.1 mesi
Velocità media	10	5.23 m/s

Tabella 2.3: Percentuale mensile di dati validi misurati alla torre anemometrica Seui_RU

Mese	Velocità [%]	Direzione [%]
Giu-18	100	100
Lug-18	99.1	99.1
Ago-18	99.7	99.7
Sett-18	99.6	99.6
Ott-18	99.9	99.9
Nov-18	100	100
Dic-18	99.4	99.4
Gen-19	95.2	96.6
Feb-19	95	95
Mar-19	47.7	90.5
Apr-19	41	91.1
Mag-19	59.4	88.9
Giu-19	0	76.1
Lug-19	68.9	91.4
Ago-19	98.8	98.9
Sett-19	98.9	98.9
Ott-19	99.2	99.2
Nov-19	100	100
Dic-19	99.7	99.7
Gen-20	99.2	99.2
Feb-20	93.6	93.6
Mar-20	99.5	99.5
Apr-20	98.8	98.8
Mag-20	99.5	99.5
Giu-20	99.1	99.1
Annuale	87.2	96.4



Figura 2.5: Foto dalla posizione della Turbina E19 in direzione sudest



Figura 2.6: Foto tra la posizione della Turbina Eo3 ed Eo4 in direzione est

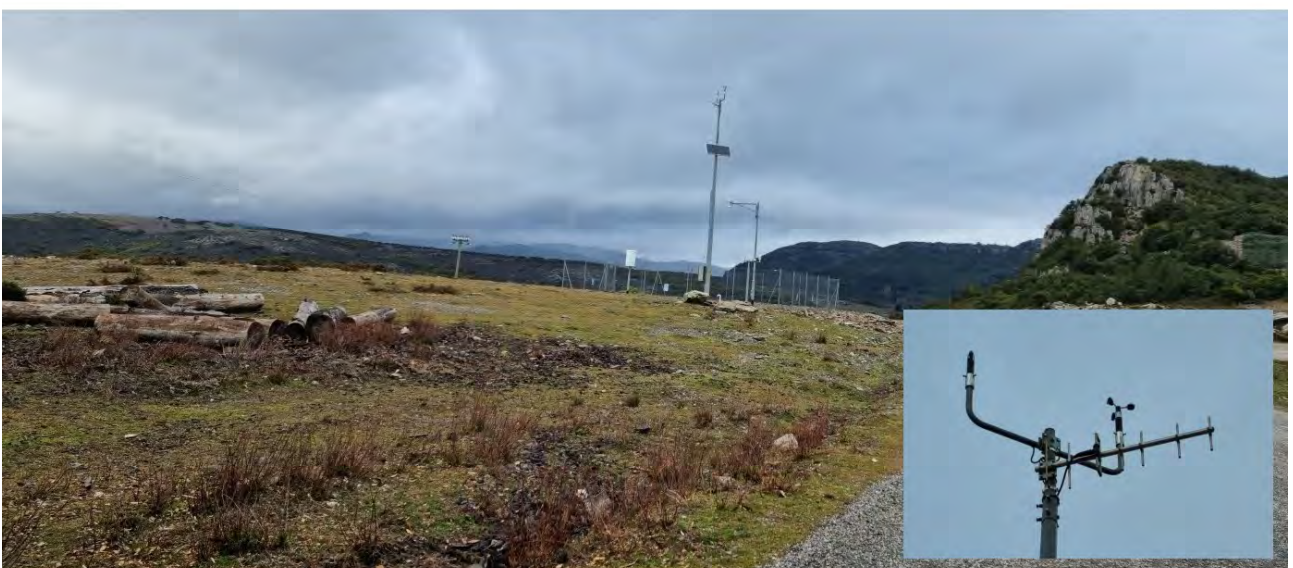


Figura 2.7: Foto della torre anemometrica Seui_RU verso nordest, con dettaglio dei sensori

3 Correlazione di lungo periodo, storicizzazione delle misure

Nello studio della producibilità di una centrale eolica è auspicabile correlare le misure al sito con misure di lungo periodo per poterne sfruttare la maggiore rappresentatività e quindi, di conseguenza, avere dati con incertezze minori. In Italia una possibile e utile fonte di questi dati è rappresentata dagli ERA5. Maggiori informazioni sui dati ERA5 si possono trovare al seguente indirizzo:

<https://www.ecmwf.int/en/about/media-centre/science-blog/2017/era5-new-reanalysis-weather-and-climate-data>

Questi dati sono delle rielaborazioni Reanalisi di misure di velocità, pressione, temperatura ed altri parametri a livello globale. Nello specifico gli ERA5 utilizzano 137 livelli di valori di pressione e temperatura dai 10 m di quota a circa 80 km di quota per ottenere una serie temporale di parametri atmosferici. Queste misure vengono poi analizzate ed elaborate tramite appositi programmi meteorologici per fornire su base oraria una serie di dati del vento. Il Consulente ha utilizzato come riferimento i dati ERA5 a partire da gennaio 2002 per evitare che le velocità nei primi anni 2000, che sono considerate eccezionalmente alte, inducano un valore leggermente più alto nella media finale che non viene considerato rappresentativo della effettiva velocità media di lungo periodo. Si nota dalla Tabella 3.1 e dalla Fig 3.1 che la correlazione su base oraria tra le misure alla torre anemometrica Seui_RU a 10 m ed i dati ERA5 a 100 m, l'unica considerata forzando il passaggio per l'origine, presenta un coefficiente di Pearson relativamente basso. La correlazione presenta infatti una certa non-linearità che si accentua per velocità elevate. Si ritiene tuttavia che questo approccio su base oraria sia più rappresentativo del reale regime del vento nell'area, in quanto specifico delle velocità fino a circa 10 m/s che sono ovviamente anche le più frequenti. Con questa metodologia la sintesi dei dati ERA5 alle alte velocità è cautelativa e, nell'opinione del Consulente, può spiegare lo scostamento verso una velocità di lungo periodo leggermente minore rispetto ai casi ottenuti con l'aumentare del periodo della correlazione a giornaliero e mensile. In definitiva i dati orari ERA5 sono stati sintetizzati alla posizione della torre anemometrica Seui_RU sulla base delle correlazioni lineari passanti per l'origine dei 12 settori di direzione così come misurati dalla banderuola e corretti opportunamente dell'offset.

La rispettiva variazione mensile di lungo periodo della velocità media dei dati ottenuti dalla sintesi oraria alla torre anemometrica Seui_RU a 10 m da gennaio 2002 a dicembre 2021 è inclusa in Tabella 3.2. Parimenti la rosa dei venti è tipica con le componenti principali da ovest-nordovest come mostrato in Fig 3.2. La suddivisione in frequenza di lungo periodo nei vari *bin* di velocità è invece rappresentata in Fig 3.3, mentre la distribuzione di velocità e direzione è rappresentata in Tabella 3.3.

Tabella 3.1: Risultati della correlazione di lungo periodo (LT) alla torre anemometrica Seui_RU a 10 m

Descrizione	Valore
Periodo	2002-2020
Punti nella correlazione oraria	15.439
Coeff di Pearson R ²	0.64
Aggiustamento	93.2%
Velocità, LT a 10 m	4.9 m/s
Periodo	2002-2020
Punti nella correlazione giornaliera	635
Coeff di Pearson R ²	0.79
Aggiustamento	95.5%
Velocità, LT a 10 m	5.0 m/s
Periodo	2002-2020
Punti nella correlazione mensile	20
Coeff di Pearson R ²	0.81
Aggiustamento	97.3%
Velocità, LT a 10 m	5.1 m/s

Tabella 3.2: Medie mensili della velocità di lungo periodo a 10 m

gennaio	6.0
febbraio	5.9
marzo	5.6
aprile	5.0
maggio	4.7
giugno	3.9
luglio	4.0
agosto	3.7
settembre	4.0
ottobre	4.5
novembre	5.3
dicembre	6.0
Annuale	4.9

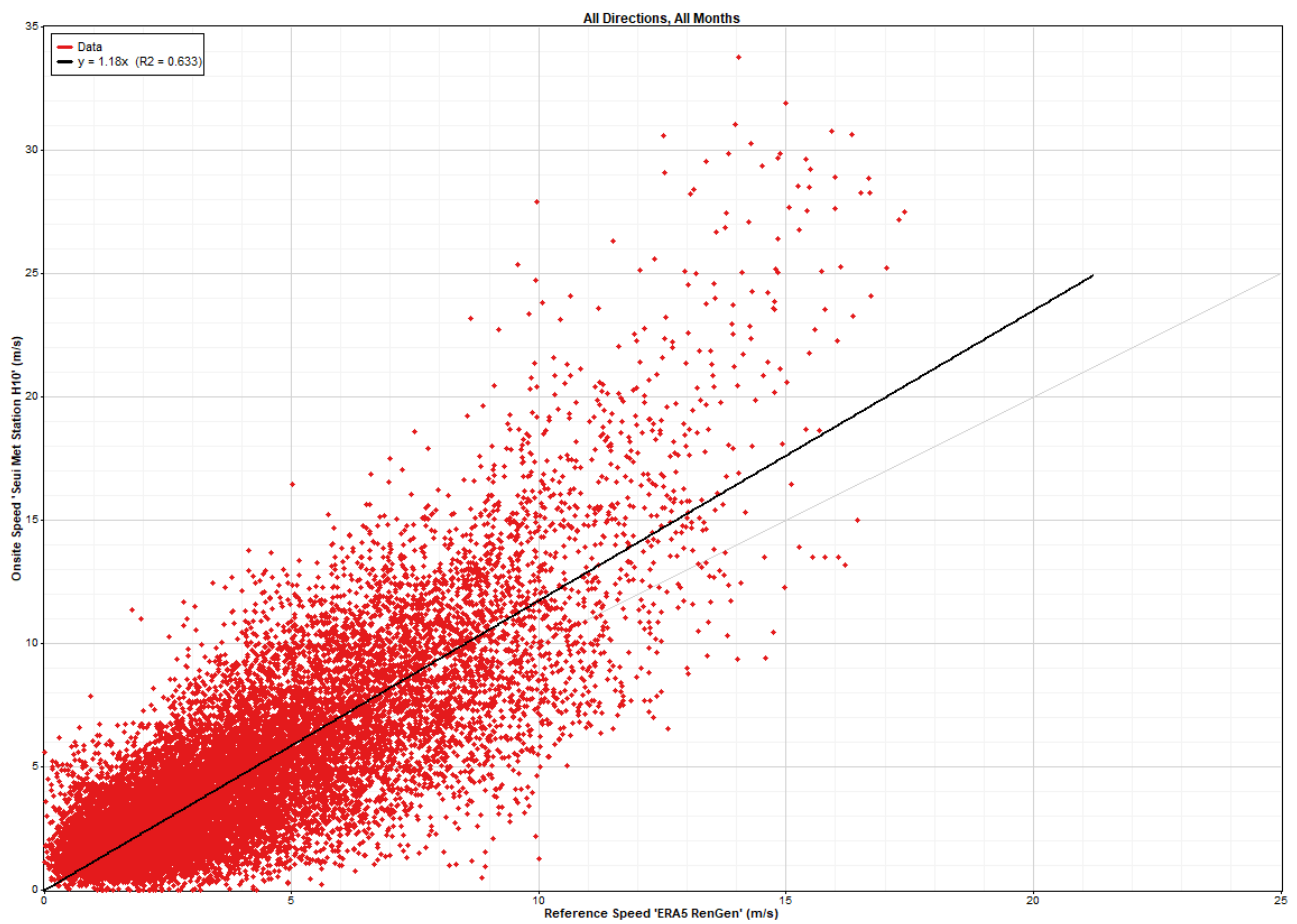


Figura 3.1: Correlazione oraria tra i dati misurati a Seui_RU a 10 m ed il dataset ERA5 a 100 m

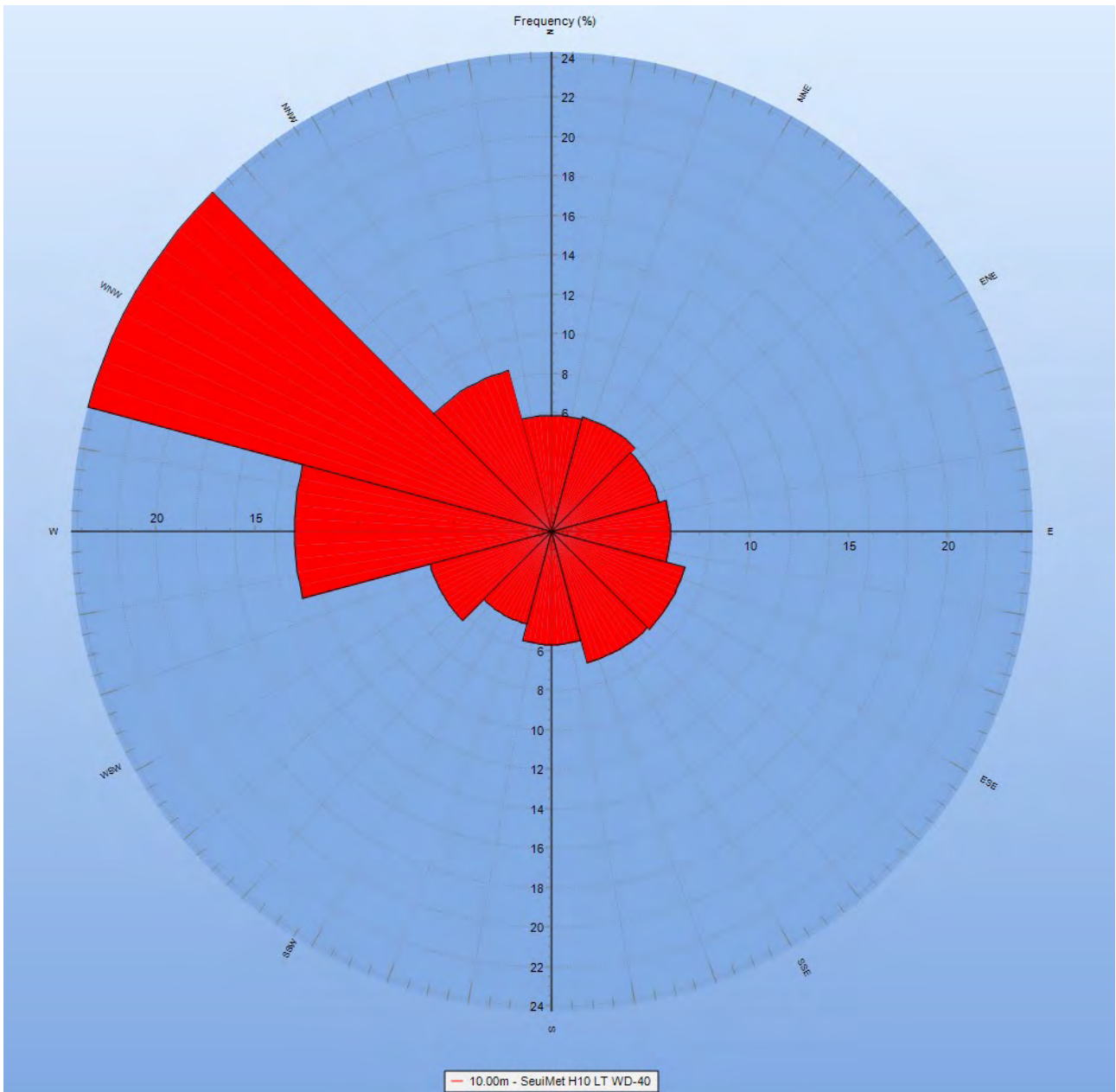


Figura 3.2: Distribuzione in frequenza della velocità del vento di lungo periodo a 10 m alla torre anemometrica Seui_RU

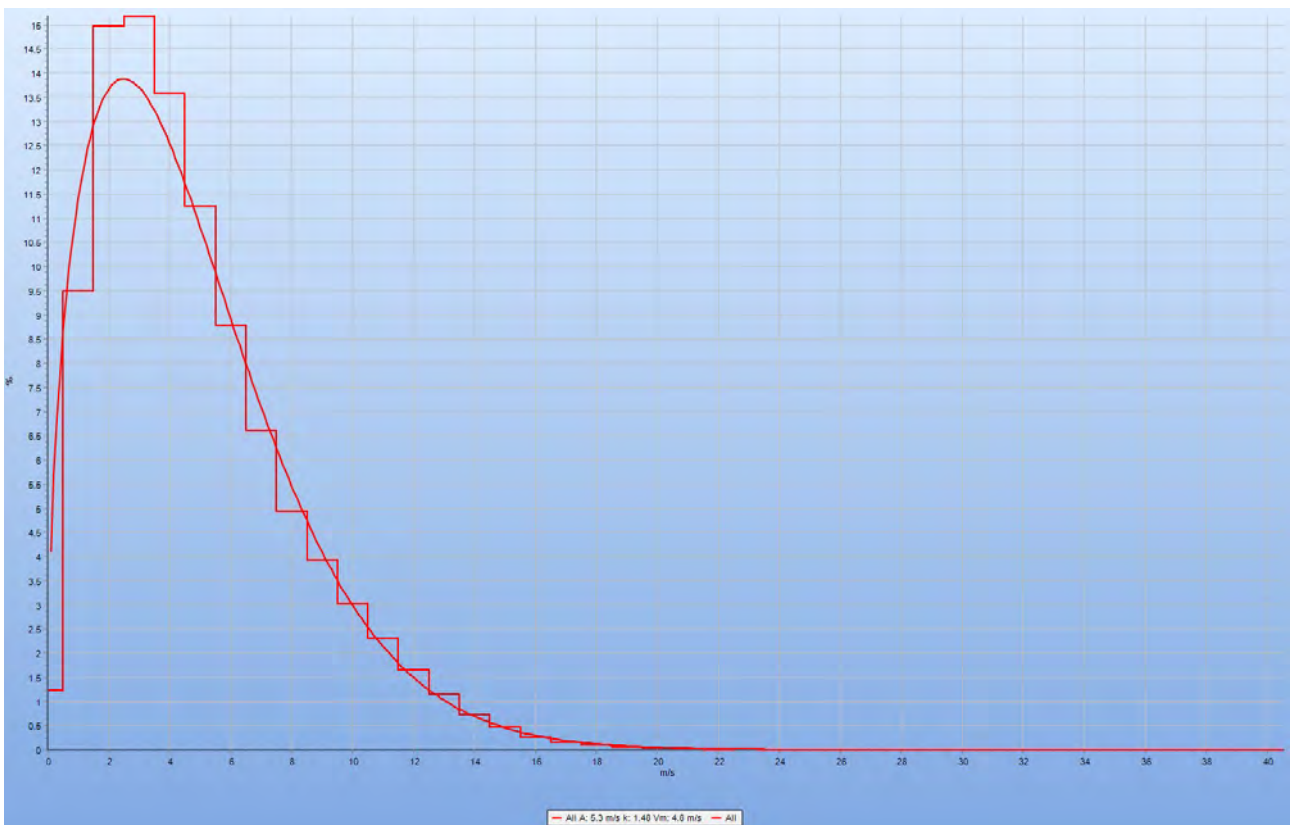


Figura 3.3: Distribuzione in frequenza della velocità del vento di lungo periodo a 10 m alla torre anemometrica Seui_RU

Tabella 3.3: Distribuzione di frequenza della velocità di lungo periodo alla torre anemometrica Seui_RU a 10 m

Velocità [m/s]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	No Direction	Total [%]
0	19.7	16.6	16.7	14.7	14.8	15.5	18.2	18.4	16.5	7.3	4.6	15.1		1.2
1	128.0	127.9	139.7	136.6	108.5	113.5	137.4	141.8	126.2	61.8	35.9	104.7		9.5
2	185.6	206.9	227.4	205.7	167.1	191.5	203.5	213.1	177.5	101.2	68.7	158.9		15.0
3	183.2	181.9	189.8	177.1	152.3	192.3	216.6	211.6	150.7	112.5	91.9	187.9		15.2
4	137.7	123.6	130.2	148.6	142.0	165.3	179.8	147.2	123.4	112.4	113.6	183.1		13.6
5	98.3	89.8	88.4	118.4	121.8	128.4	117.3	90.8	87.0	99.9	125.0	141.3		11.2
6	76.5	70.2	70.2	83.8	99.0	82.2	57.6	59.1	67.4	86.4	118.5	83.8		8.8
7	56.9	50.7	42.2	42.9	68.2	46.7	34.4	39.0	54.6	84.0	100.7	48.4		6.6
8	37.3	33.7	27.9	25.8	45.2	26.8	16.8	25.6	48.8	75.1	81.1	27.3		4.9
9	30.5	35.9	21.9	18.6	30.5	15.6	9.5	19.3	46.3	63.8	64.5	17.1		3.9
10	17.9	23.7	15.9	11.8	20.6	9.8	4.0	16.0	36.8	56.7	51.1	12.2		3.0
11	13.2	17.0	14.1	4.7	13.9	4.2	2.3	9.2	25.9	48.5	40.4	7.8		2.3
12	7.6	12.8	10.3	4.2	6.7	3.1	1.7	4.8	15.8	33.1	32.0	4.9		1.7
13	2.7	4.6	3.5	2.8	3.7	2.0	0.8	2.6	10.7	24.6	25.1	2.0		1.1
14	1.6	2.7	1.0	1.8	1.7	0.9	0.1	0.9	7.1	15.1	17.0	0.9		0.7
15	1.2	1.4	0.4	1.2	2.0	0.9	0.0	0.4	3.1	8.2	12.0	1.2		0.5
16	0.4	0.2	0.1	0.4	1.4	0.6	0.0	0.1	1.0	4.6	6.6	0.5		0.3
17	0.4	0.2	0.1	0.2	0.2	0.5	0.1	0.1	0.6	2.2	4.3	0.5		0.2
18	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.1	0.4	1.7	2.7	0.7		0.1
19	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.5	0.4		0.1
20	0.3	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	0.4		0.0
21	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.3		0.0
22	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1		0.0
23	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1		0.0
24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.1		0.0
25	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3		0.0
26	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1		0.0
27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0		0.0
28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0		0.0
29	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1		0.0
30	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1		0.0
30+														
Totale [%]	5.9	6.0	5.6	6.0	7.0	6.9	5.7	4.9	6.4	13.0	24.3	8.4		100.0
Velocità media	4.1	4.1	3.8	3.8	4.4	3.8	3.4	3.6	4.6	6.1	6.6	4.0	-	4.9

4 Calcolo della producibilità

Partendo dalla distribuzione di velocità e frequenza di lungo periodo a 10 m considerata dal Consulente nella posizione della torre anemometrica Seui_RU ed utilizzando il software di calcolo del flusso aerodinamico WAsP, sono state ottenute le distribuzioni di velocità e frequenza ad ogni turbina della centrale eolica. Il modello utilizza una mappa del terreno che è stata ottenuta dal sito della Regione Sardegna, con curve di livello ogni 10 m ed estensione minima di 16 km in ogni direzione dal centro della centrale eolica. All'orografia viene aggiunta la rugosità, che per il sito in esame prevede valori di 0.05m per terreno agricolo misto, valori da 0.1m a 0.2m per le basse zone alberate, a seconda dell'altezza degli alberi, e valori di 0.2m per piccoli villaggi. La metodologia del software WAsP prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata sia approssimata da una curva di Weibull ed infine estrapolata alla posizione delle turbine eoliche. Il software WindPro invece è stato utilizzato con il metodo della associazione, cioè la serie di velocità e direzione di lungo periodo al Mast Seui_RU a 10 m è stata scalata su ognuna delle turbine eoliche con i rapporti di velocità dei 12 settori come ottenuti dalle rispettive curve di Weibull ottenute tramite WAsP. Tramite il software WindPro si sono ottenuti i valori in Tabella 4.1 con velocità media della centrale eolica pari a 6.3 m/s. Come ragionevole è dato che la centrale eolica si estende su un'area orograficamente complessa, i valori di velocità mostrano una certa variabilità. Applicando a ciascuna delle distribuzioni di frequenza così ottenute per ogni singola turbina eolica, la curva di potenza ed il coefficiente di spinta del modello Nordex N163 limitato in potenza a 5.3MW come riportato in Tabella 4.2 si ottiene la stima della produzione delle singole posizioni. Il software WindPro calcola poi le perdite dovute all'effetto scia per la presenza delle altre turbine. La turbina eolica ha un diametro di 163 m e caratteristiche rappresentate per una densità dell'aria prossima a quella del sito in esame che è stata stimata essere pari a $1.127\text{kg}/\text{m}^3$ a 636 m sul livello del mare. La curva di potenza è stata ottenuta partendo dal modello con potenza pari a 5.5MW. Le perdite di scia stimate per la centrale eolica sono ragionevoli ed ampiamente entro i valori tipicamente osservati per centrali eoliche in funzione. Si può affermare che il layout di impianto è di fatto ottimizzato.

I risultati di producibilità stimata per la centrale eolica in esame sono presentati in Tabella 4.3. Con Produzione Netta si intende al netto di tutte le perdite. Questi risultati sono al livello P50, cioè valori che hanno una probabilità pari al 50% di essere superati. Le perdite di scia e di isteresi della curva di potenza (queste ultime pari in realtà allo 0.03%) sono state calcolate, mentre altre perdite sono state stimate. Nello specifico si è ipotizzata una perdita di indisponibilità del 3% per le turbine eoliche, dell'1% per le opere civili ed elettriche, dello 0.2% per la rete, a cui è aggiunta una perdita pari all'1% per l'autoconsumo, ed anche una perdita elettrica di impianto pari allo 2.5% della produzione. Quest'ultima perdita è associata alla perdita di produzione dai morsetti di bassa tensione del generatore, in cui si calcola la curva di potenza, ai morsetti di AT di connessione alla rete elettrica. Sono anche state incluse perdite dello 0.5% per manutenzione generica e dello 0.5% per diminuzione nel tempo delle prestazioni dei vari componenti il sistema di trasmissione della coppia dal mozzo al generatore (*drivetrain*). Gli ultimi due fattori, insieme alla isteresi della curva di potenza, sono raggruppati nelle *performance* delle turbine. La quota relativamente poco elevata ha portato a stimare una perdita per diminuzione delle prestazioni per ghiaccio di solo 0.2%, ma inclusione per perdite dovute alle alte temperature dello 0.5%.

Questa analisi di producibilità è basata su una stima di produzione annuale nei primi 10 anni di funzionamento della centrale eolica. Il valore medio P50 rappresenta la producibilità stimata con il 50% di possibilità di essere superata. Nella stima non sono incluse perdite per limitazioni alle *performance* delle turbine eoliche.

Tabella 4.1: Parametri stimati alle turbine eoliche ad altezza mozzo di 118 m.

Turbina	Velocità media [m/s]	Produzione Netta [GWh/annum]	Perdita di scia [%]
E01	6.9	15.0	2.6
E02	6.9	15.0	2.9
E03	6.7	14.4	2.9
E04	5.9	11.9	4.7
E14	6.4	13.0	4.3
E15	6.7	13.8	4.7
E16	7.0	14.2	6.5
E06	6.5	12.9	9.8
E11	6.7	13.9	2.5
E12	6.6	13.7	4.8
E13	6.1	12.7	5.1
E07	5.8	11.4	5.9
E08	6.0	11.9	6.2
E09	5.9	11.7	4.9
E10	5.9	11.8	4.3
E19	5.8	11.6	4.4
E20	5.8	11.5	5.0
E21	6.2	12.6	5.9
E24	5.8	11.6	5.1
E23	5.9	11.7	7.1
E22	6.4	13.2	5.5
E25	6.2	13.2	2.5
E27	6.5	14.1	2.7
E28	6.5	14.0	3.4
E29	6.5	14.1	2.7
E26	6.5	14.2	1.9
E17	6.0	12.5	2.8
E18	6.2	12.9	2.8
E05	5.9	11.1	9.6

Tabella 4.2: Curva di potenza e coefficiente di spinta per N163-5.3MW a densità di $1.125\text{kg}/\text{m}^3$

Velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coeff di spinta
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	39	0.88
4	268	0.85
5	624	0.82
6	1127	0.81
7	1822	0.81
8	2727	0.78
9	3702	0.71
10	4589	0.62
11	5157	0.52
12	5300	0.42
13	5300	0.34
14	5300	0.27
15	5300	0.22
16	5300	0.18
17	5300	0.15
18	5300	0.13
19	5300	0.11
20	5300	0.10
21	5300	0.09
22	5153	0.07
23	4856	0.06
24	4560	0.05
25	4269	0.04
26	3973	0.04

Tabella 4.3: Centrale Eolica di Esterzili-Escalaplano

Stima della producibilità		
Potenza	153.7	MW
Energia Lorda	433.1	GWh/annum
Perdite di scia	95.5	%
Disponibilità	95.8	%
Efficienza elettrica	96.5	%
Performance delle turbine	98.9	%
Ambientale	99.3	%
Limitazioni	100.0	%
Perdite totali	86.8	%
Energia Netta	375.8	GWh/annum
Capacity Factor	27.9	%
Ore equivalenti	2445	ore