



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SUD SARDEGNA



SEUI



ESCALAPLANO



ESTERZILI

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO
 COMPOSTO DA 12 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI
 57 MW NEL COMUNE DI SEUI (SU), CON OPERE CONNESSE NEI COMUNI
 DI SEUI (SU), ESCALAPLANO (SU) ED ESTERZILI (SU)**



<p>PropONENTE</p>	 <p>LOTO RINNOVABILI SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:lotorinnovabili@legalmail.it</p>				
<p>PROGETTAZIONE</p>	 <p>AGREENPOWER s.r.l. Sede legale: Via Serra, 44 09038 Serramanna (SU) - ITALIA Email: info@agreenpower.it</p> <p style="text-align: right;">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 style="text-align: right;">Collaboratori: Vamirgeind Ambiente Geologia e Geofisica S.r.l. Ing. Gianluca Vultaggio - Tekto Studio Ing. Nicola Sollai - Strutturista Dott.ssa Archeologa Manuela Simbula Dott. Naturalista Francesco Mascia Dott. Agronomo Vincenzo Sechi Ing. Federico Miscali - Tecnico Acustica Dott. Geologo Luigi Sanciù Ing. Luigi Cuccu - Elettrotecnico Ing. Davide Medici - Analisi Anemologica</p>				
<p>ELABORATO</p>	<p>Nome Elaborato:</p> <p style="text-align: center;">STIMA DI PRODUCIBILITÀ</p>				
<p>00</p>	<p>Novembre 2022</p>	<p>Prima emissione</p>	<p>Agreenpower Srl</p>	<p>Agreenpower Srl</p>	<p>Agreenpower Srl</p>
<p>Rev.</p>	<p>Data</p>	<p>Oggetto della revisione</p>	<p>Elaborazione</p>	<p>Verifica</p>	<p>Approvazione</p>
<p>Scala:</p>					
<p>Formato:</p>	<p>A4</p>	<p>Codice Commessa W2203SEU</p>	<p>Codice Elaborato</p>	<p>RELO7</p>	

Indice

1	Sintesi	2
2	Sito di Seui	3
3	Correlazione di lungo periodo, storicizzazione delle misure	11
4	Calcolo della producibilità	17

1 Sintesi

- **Progetto:** Centrale Eolica di Seui

Posizione	Turbine	Potenza	Altezza Mozzo	Producibilità P50
Seui, Sardegna	12 N163-4.75MW	57.0 MW	118 m	151.2 GWh/annum

Tabella 1.1: Caratteristiche del progetto

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

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 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 Seui

Il Comune di Seui è 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 una zona montuosa a nord 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. Le posizioni delle turbine sono incluse in Fig 2.3 ed in Fig 2.4 con la futura centrale eolica di Esterzili-Escalaplano inclusa per il calcolo delle perdite di scia. Come si vede in Fig 2.5, che rappresenta la visuale complessiva della zona nord, il terreno è adibito a coltivazioni e pastorizia con alcune aree boschive. La panoramica è stata fatta in direzione nordest. 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. Fig 2.7 mostra la direzione da cui proviene il vento principale per lo sviluppo a nord. In Fig 2.8 è mostrata l'area delle Turbine SE-11 ed SE-12.



Figura 2.1: Seui, nella provincia del Sud Sardegna

Le Strade Provinciali SP198 ed SP53 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 5.5 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 2.9. Le principali caratteristiche sono riassunte in Tabella 2.3 e l'esposizione è conside-

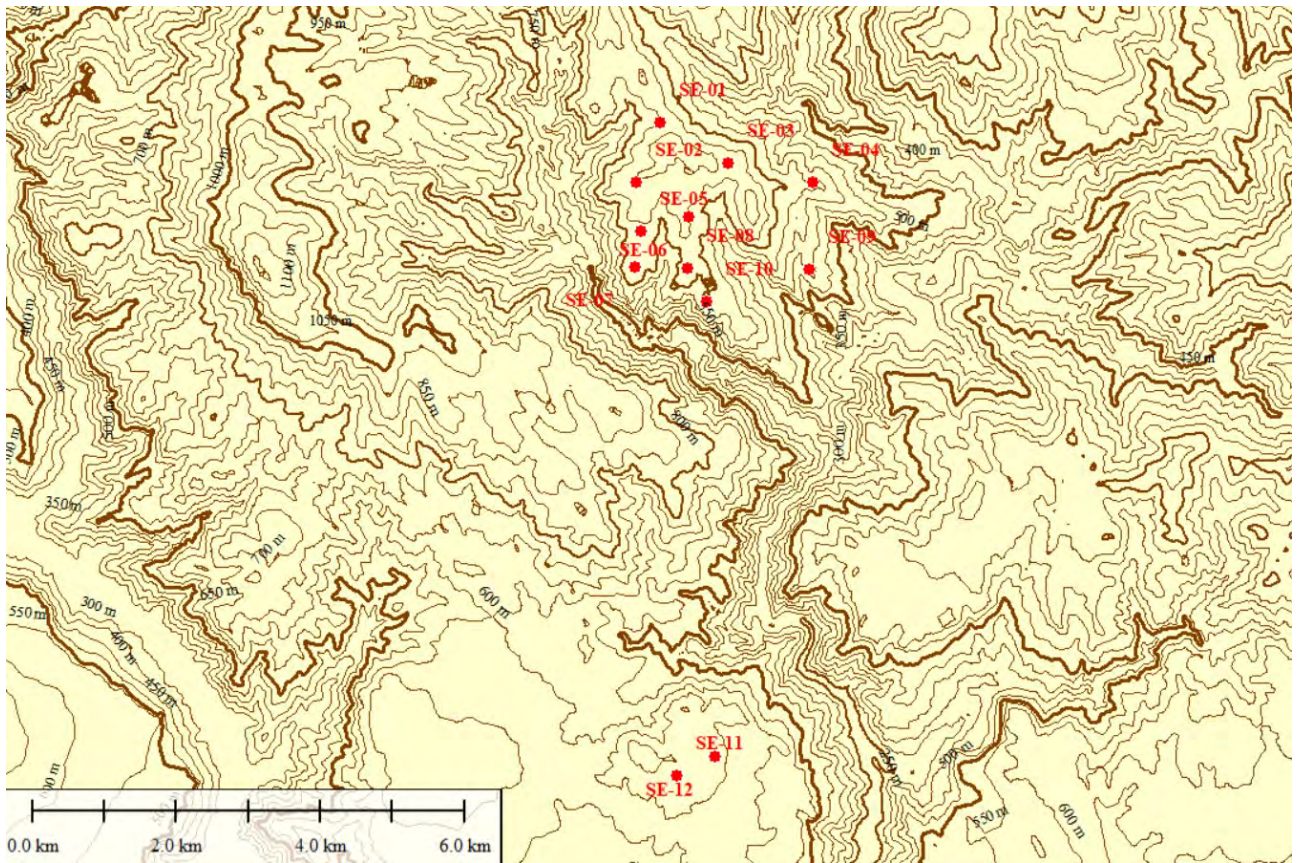


Figura 2.2: Turbine e curve di livello della centrale eolica di Seui



Figura 2.3: Posizione delle turbine eoliche, punti di vista per le panoramiche e torre anemometrica

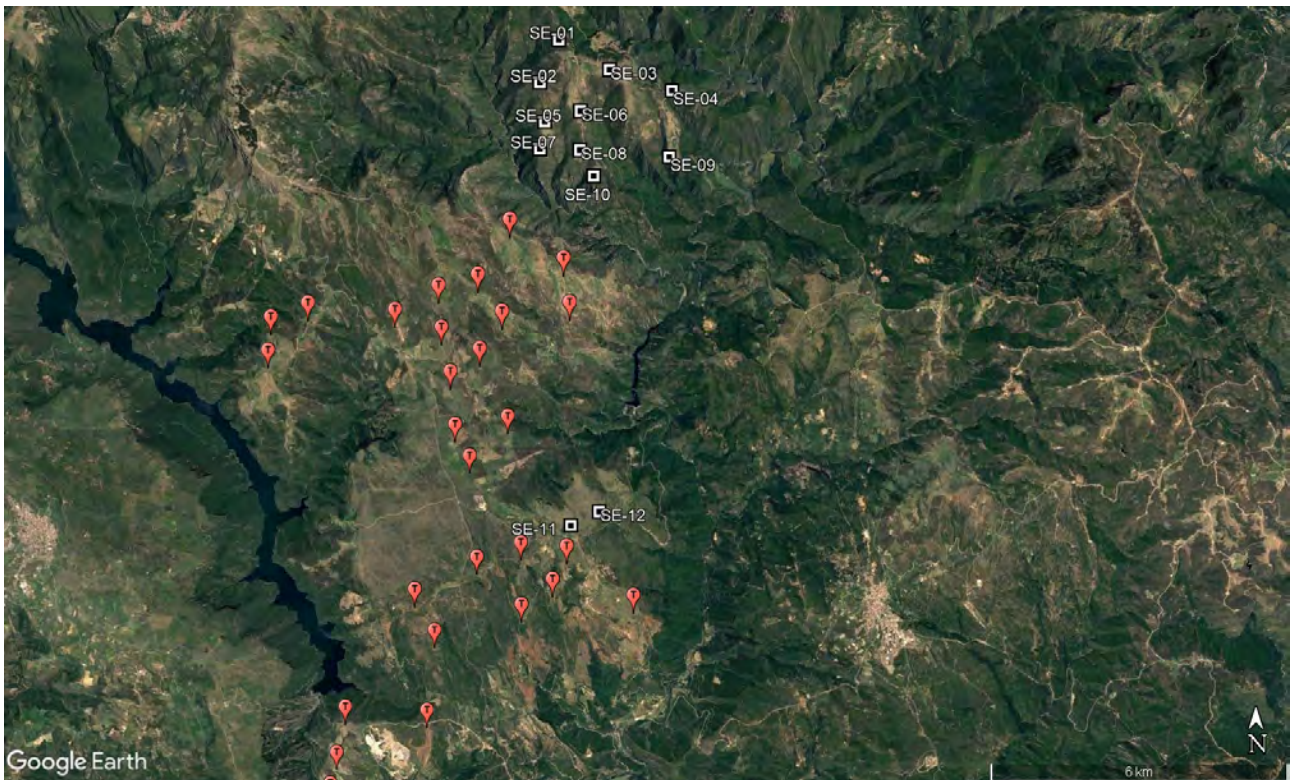


Figura 2.4: Posizione delle turbine eoliche, sia proposte in Seui che future a Esterzili-Escalaplano

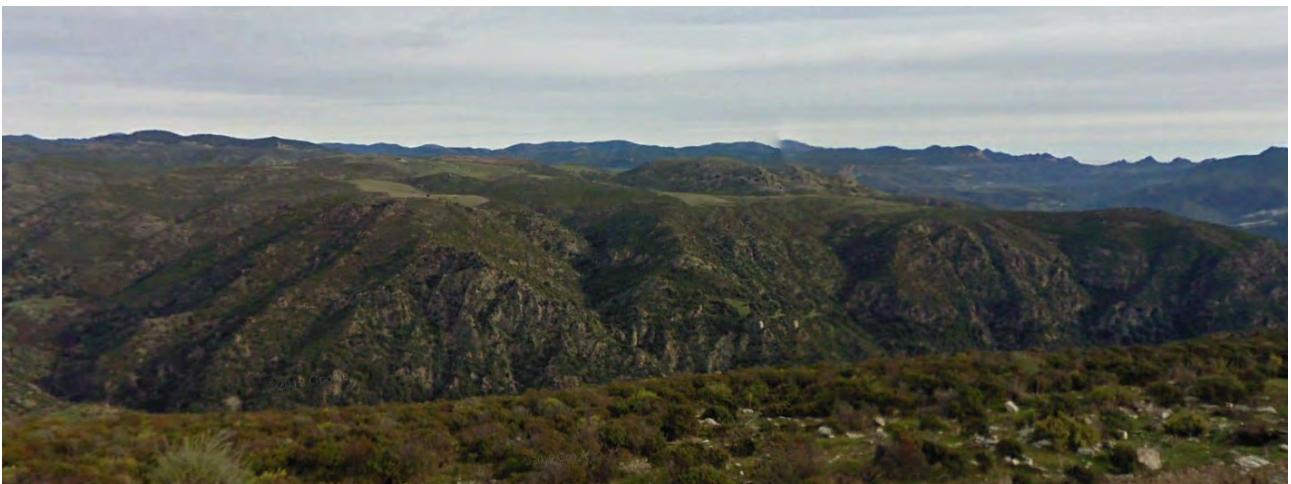


Figura 2.5: Foto dalla posizione VP3 in direzione nordest verso lo sviluppo nella parte nord

rata 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 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 2.4. 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 e le posizioni della futura centrale esterna di Esterzili-Escalaplano in Tabella 2.2. La distanza minima tra le Turbine SE-05 ed SE-07 è



Figura 2.6: Foto dalla posizione VP₅, in prossimità della Turbina SE-01, in direzione sud

pari a 505 m, nel caso specifico in direzione perpendicolare alla direzione principale. Questo equivale, considerando un diametro D di 163 m ad una distanza di $3.1D$ ed ovviamente dovrà essere verificata in termini di carichi ammissibili dal fornitore delle turbine.



Figura 2.7: Foto dalla posizione VP5, in prossimità della Turbina SE-01, nella direzione principale del vento da nordovest

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

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
Seui_RU	531006	4407278
SE-01	531744	4403169
SE-02	531405	4402349
SE-03	532690	4402609
SE-04	533859	4402335
SE-05	531481	4401661
SE-06	532148	4401862
SE-07	531391	4401165
SE-08	532132	4401160
SE-09	533817	4401141
SE-10	532391	4400691
SE-11	531975	4394124
SE-12	532509	4394380



Figura 2.8: Vista verso sudest della zona proposta per le Turbine SE-11 ed SE-12

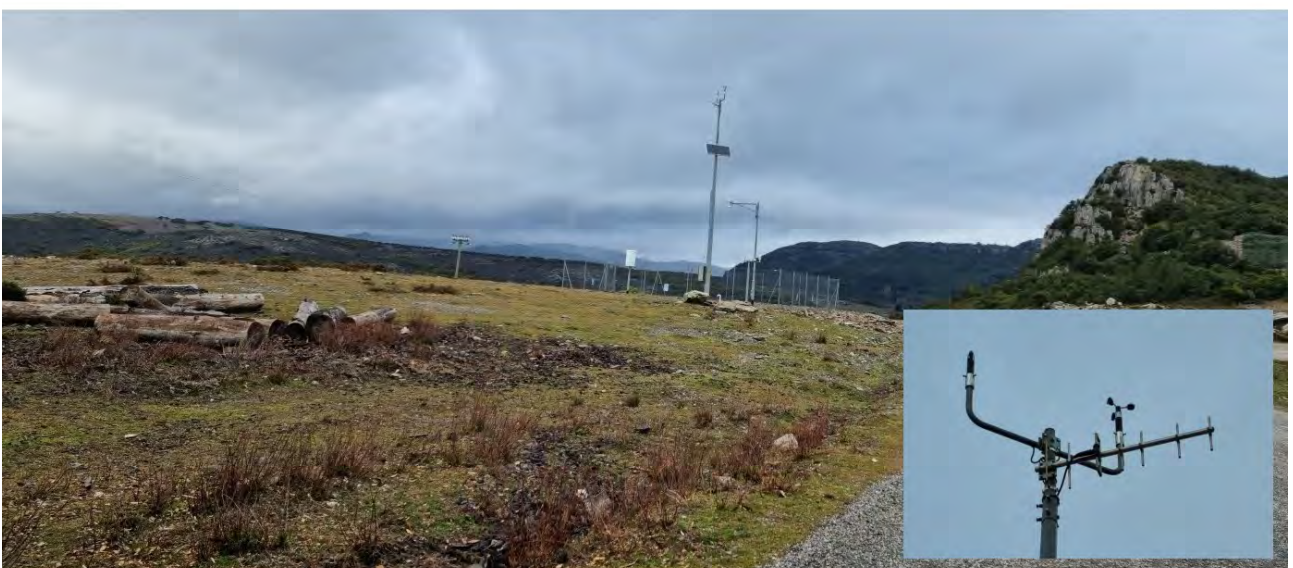


Figura 2.9: Foto della torre anemometrica Seui_RU verso nordest, con dettaglio dei sensori

Tabella 2.2: Coordinate delle turbine eoliche esterne della centrale Esterzili-Escalaplano, UTM ED1950 Datum, Zone 32S.

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
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 2.3: 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 2.4: 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

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

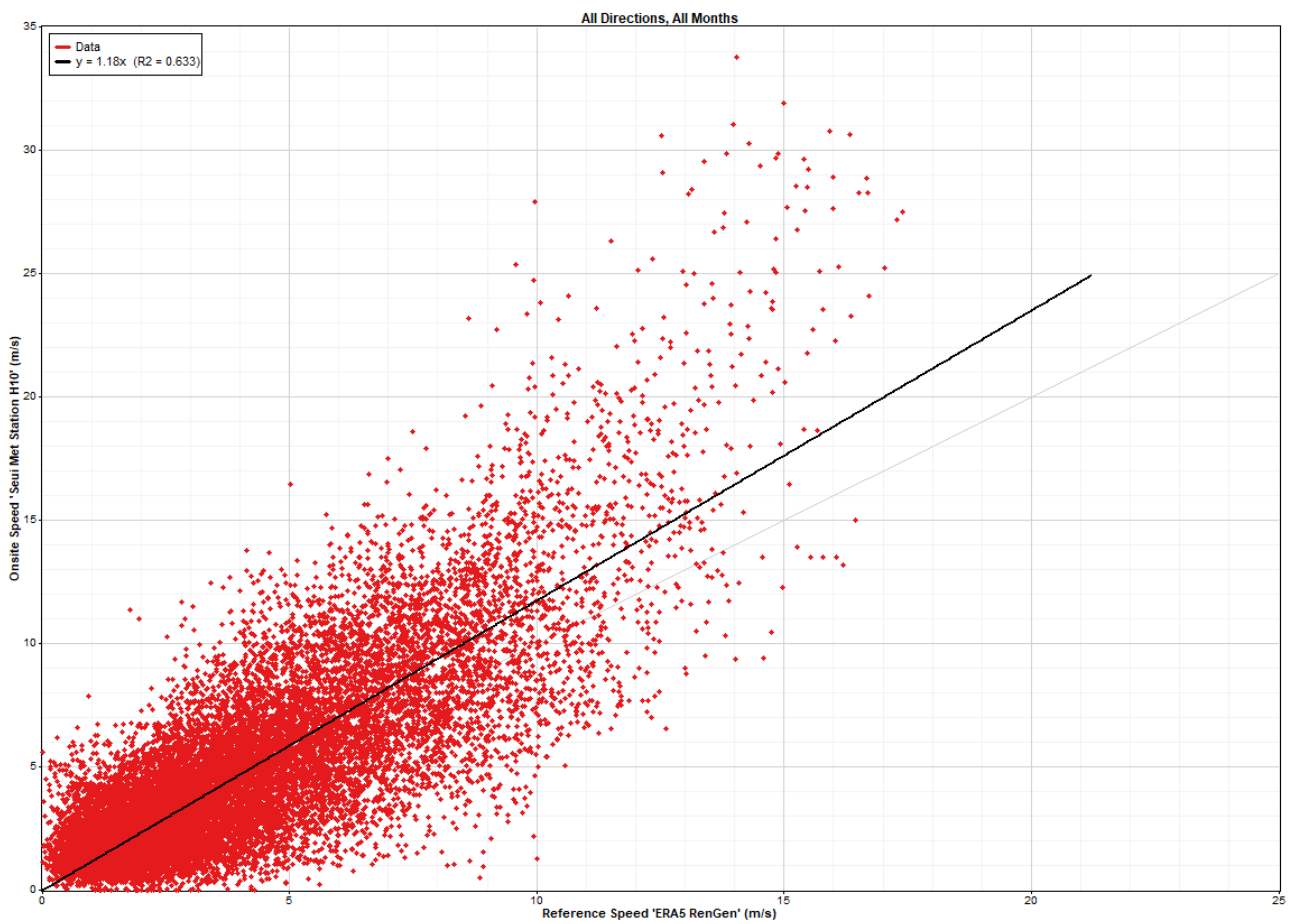


Figura 3.1: Correlazione oraria tra i dati misurati a Seui_RU a 10 m ed il dataset ERA5 a 100 m

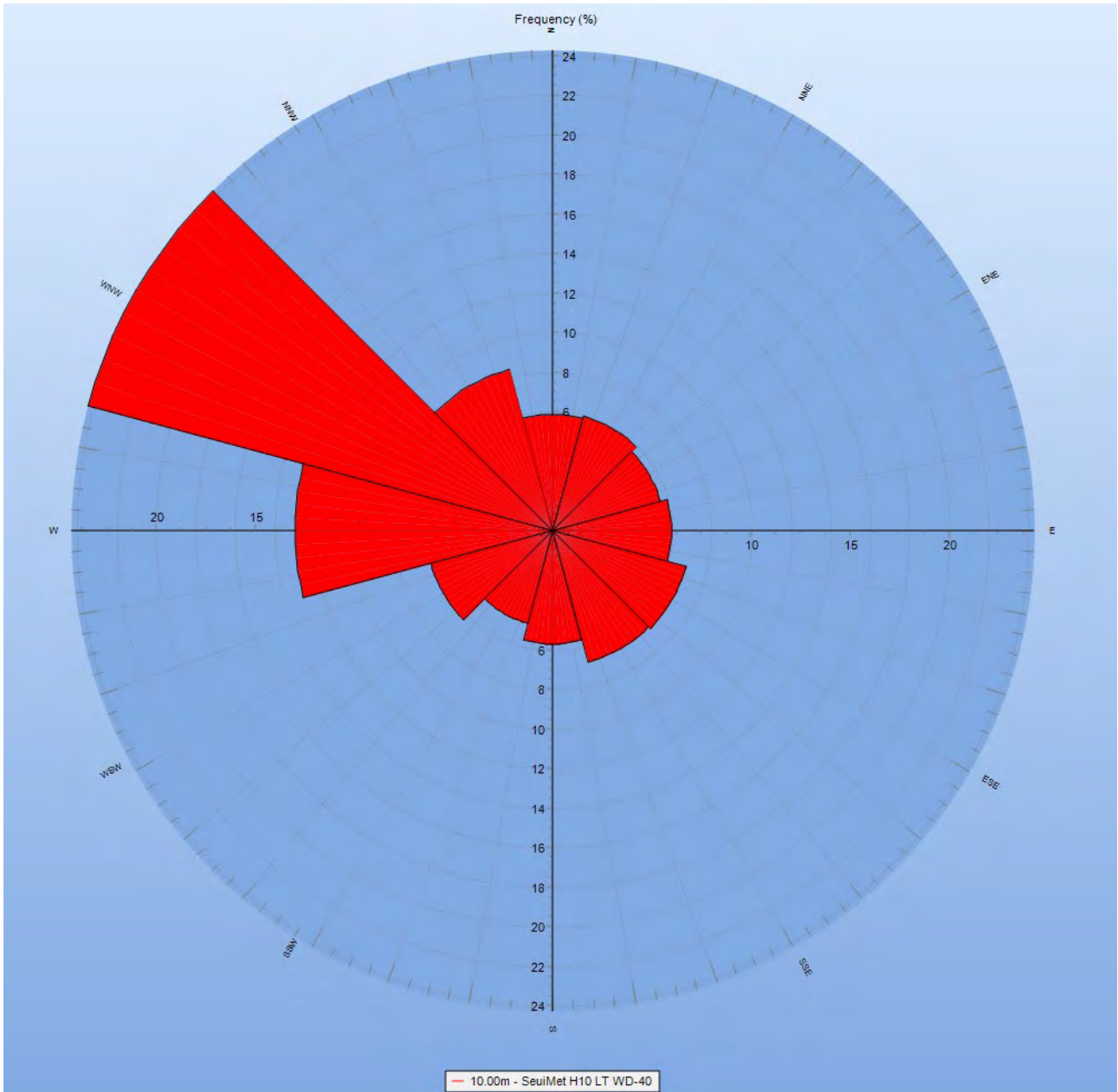


Figura 3.2: Distribuzione in frequenza della velocità del vento di lungo periodo a 10 m alla torre anemometrica Seui_RU

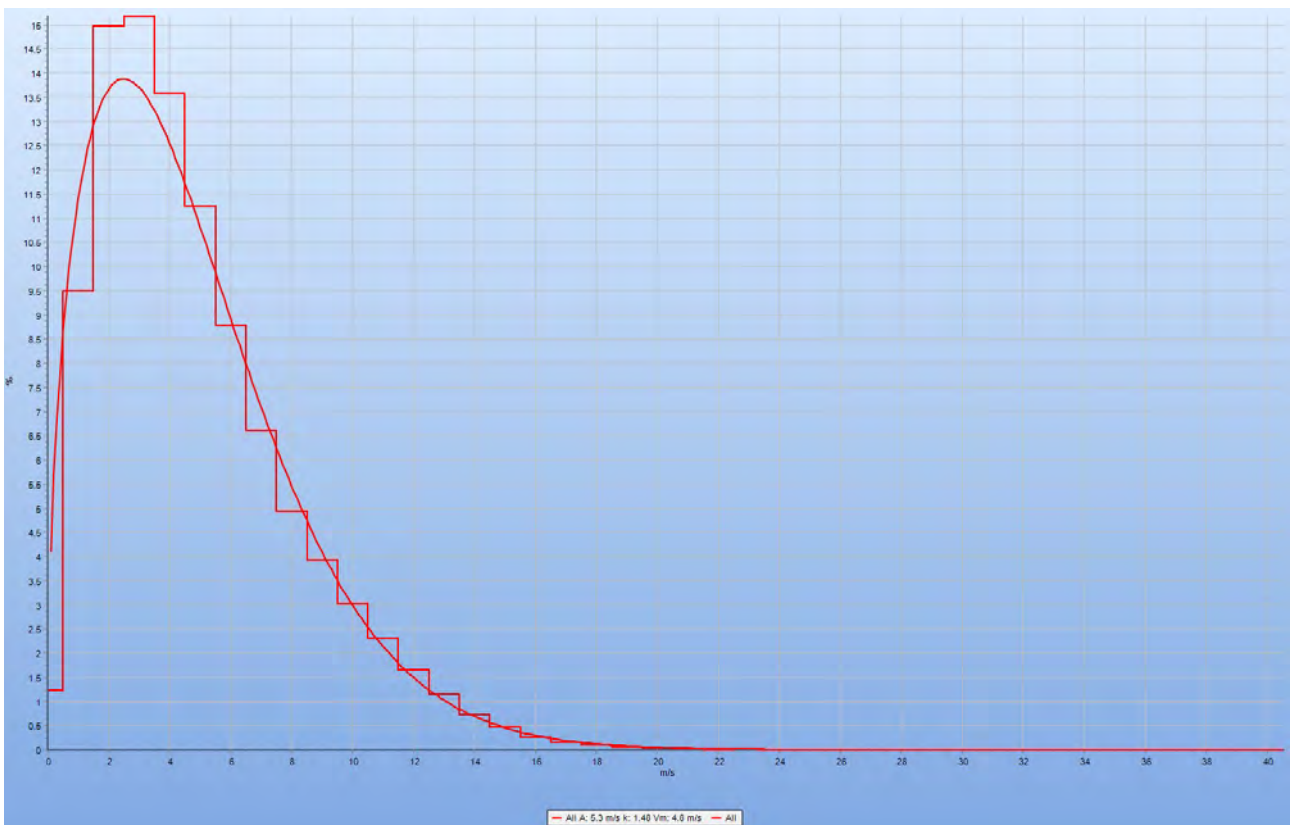


Figura 3.3: Distribuzione in frequenza della velocità del vento di lungo periodo a 10 m alla torre anemometrica Seui_RU

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 6.5 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 4.75MW 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 $1.114\text{kg}/\text{m}^3$ a 757 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. Per quanto riguarda le perdite di scia, l'effetto dovuto alla futura centrale eolica esterna di Escalaplano-Esterzili è pari ad 1.2%. Nell'analisi 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. In via cautelativa è stata aggiunta una perdita dell'1% nelle *performance* per l'implementazione della curva di potenza a 4.75MW, il cui andamento deve essere confermato dal costruttore specialmente in prossimità della potenza massima erogabile. La quota relativamente poco elevata ha portato a stimare una perdita per diminuzione delle prestazioni per ghiaccio di solo lo 0.2%, ma una 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 [%]
SE-01	6.3	12.2	0.9
SE-02	6.9	14.0	2.1
SE-03	6.6	13.0	4.1
SE-04	6.3	12.2	6.5
SE-05	6.8	13.2	4.9
SE-06	6.6	12.4	7.0
SE-07	6.9	13.7	3.8
SE-08	6.6	12.5	7.5
SE-09	5.9	10.7	5.8
SE-10	6.7	13.1	2.4
SE-11	6.3	12.1	5.0
SE-12	6.3	12.0	6.1

Tabella 4.2: Curva di potenza e coefficiente di spinta per N163-4.75MW 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	4750	0.52
12	4750	0.42
13	4750	0.34
14	4750	0.27
15	4750	0.22
16	4750	0.18
17	4750	0.15
18	4750	0.13
19	4750	0.11
20	4750	0.10
21	4750	0.09
22	4750	0.07
23	4750	0.06
24	4560	0.05
25	4269	0.04
26	3973	0.04

Tabella 4.3: Centrale Eolica di Seui

Stima della producibilità		
Potenza	57.0	MW
Energia Lorda	178.4	GWh/annum
Perdite di scia	94.2	%
Disponibilità	95.8	%
Efficienza elettrica	96.5	%
Performance delle turbine	98.0	%
Ambientale	99.3	%
Limitazioni	100.0	%
Perdite totali	84.8	%
Energia Netta	151.2	GWh/annum
Capacity Factor	30.3	%
Ore equivalenti	2653	ore