

Valutazione d'impatto ambientale D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

BOREAS

Ampliamento del Parco Eolico di Ulassai e Perdasefogu nel territorio del Comune di Jerzu (NU)



PROGETTO DEFINITIVO OPERE CIVILI

POTENZIALITÀ ANEMOLOGICHE ED ENERGETICHE DEL SITO

0	15/12/2020	Emissione per procedura di VIA	Sartec	Sartec	Sartec
Rev.	Data	Descrizione	Red.	Contr.	Appr.



Sede Amministrativa
 I-20122 Milano
 Galleria Passarella 2
 Tel. +39 02 77371
 Fax +39 02 7737209

Sede Legale
 Sesta Strada Ovest
 Z.l. Macchiareddu
 I-09068 Uta (CA)
 Tel. +39 070 24661780
 Fax +39 070 24661211

Stabilimento
 Parchi Eolici di Ulassai
 S.P. 13, km.11+500
 I-08040 Ulassai (NU)
 Tel. +39 3297518302
 Fax +39 078240594

Cap. Soc. € 56.696.00 int. vers.
 Reg. Imprese di Cagliari e
 Cod. Fisc. IT 01953460902
 Società appartenente al Gruppo IVA
 P. IVA 03868280920
 sardeolica@pec.grupposaras.it
 comunicazioni.sardeolica@pec.grupposaras.it



EN ISO 9001
 20 100 121257604
 EN ISO 14001
 20 104 121257607
 EN ISO 18001
 20 116 121257606
 EN ISO 50001
 TA270173002575

Valutazione d'impatto ambientale D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

BOREAS

Ampliamento del Parco Eolico di Ulassai e Perdasdefogu nel territorio del Comune di Jerzu (NU)

PROGETTO DEFINITIVO DELLE OPERE CIVILI

COORDINAMENTO GENERALE:

Ing. Manolo Mulana – SARTEC – Saras Ricerche e Tecnologie

Ing. Giuseppe Frongia – I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l.

PROGETTAZIONE:

Ing. Giuseppe Frongia (Direttore tecnico) - I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l.

Gruppo di lavoro:

Ing. Giuseppe Frongia (Coordinatore e responsabile)

Mariano Agus

Ing. Marianna Barbarino

Ing. Enrica Batzella

Dott. Andrea Cappai

Ing. Virginia Loddo

Ing. Gianluca Melis

Ing. Emanuela Pazzola

Dott.ssa Elisa Roych

Ing. Gianni Serpi

Ing. Emanuela Spiga

Ing. Francesco Schirru

Boreas - Ampliamento Parco Eolico di Ulassai e Perdasdefogu nel territorio di Jerzu (NU) – DICEMBRE 2020

Collaborazioni specialistiche:

Verifiche strutturali: Ing. Gianfranco Corda

Aspetti archeologici: Dott. Matteo Tatti

Aspetti geologici e geotecnici: Dott. Geol. Alessandro Miele

Aspetti floristico-vegetazionali: Dott. Mauro Casti

Aspetti pedologici ed uso del suolo: Dott. Marco Cocco

Rumore: Dott. Francesco Perria – Ing. Manuela Melis

Studio Previsionale per la valutazione delle interferenze con le telecomunicazioni - Prof. Ing. Giuseppe Mazarella – Ing. Emilio Ghiani

BOREAS

AMPLIAMENTO DEL PARCO EOLICO DI ULASSAI E PERDASDEFOGU NEL COMUNE DI JERZU (NU)



ANALISI ANEMOLOGICA E STIMA DI PRODUZIONE

Sede Amministrativa
I-20122 Milano
Galleria Passarella 2
Tel. +39 02 77371
Fax +39 02 7737209

Sede Legale
Sesta Strada Ovest
Z.I. Macchiareddu
I-09068 Uta (CA)
Tel. +39 070 24661780
Fax +39 070 24661211

Stabilimento
Parchi Eolici di Ulassai
S.P. 13, km.11+500
I-08040 Ulassai (NU)
Tel. +39 3297518302
Fax +39 078240594

Cap. Soc. € 56.696.00 int. vers.
Reg. Imprese di Cagliari e
Cod. Fisc. IT 01953460902
Società appartenente al Gruppo IVA
P. IVA 03868280920
sardeolica@pec.grupposaras.it
comunicazioni.sardeolica@pec.grupposaras.it



EN ISO 9001
20 100 121257604
EN ISO 14001
20 104 121257607
EN ISO 18001
20 116 121257606
EN ISO 50001
TA2701/73002575

INDICE

1.	Potenziale anemologico del sito	2
1.1	Introduzione	2
1.2	Sistemi di misurazione	2
1.3	Localizzazione del sistema di misura	3
1.4	Condizioni anemologiche di lungo termine del sito	4
2.	Mapa della risorsa eolica e stima della produzione attesa	6
2.1	Introduzione	6
2.2	Metodologia	6
2.3	Velocità stimate e mappa della risorsa eolica	7
2.4	Stima della produzione attesa	9
2.5	Allegato: Curva di potenza	9
2.6	Distribuzione annuale della produzione (Weibull)	10

1. Potenziale anemologico del sito

1.1 Introduzione

La valutazione del potenziale anemologico del progetto Boreas, che si propone come obiettivo l'ampliamento del Parco Eolico di Ulassai e di Perdasdefogu, proposto da Sardegolica S.r.l. nel limitrofo comune di Jerzu (NU), si basa su misurazioni effettuate in sito per un periodo compreso tra marzo 2002 e settembre 2015, mediante otto sistemi di rilevamento localizzati all'interno o nelle vicinanze dell'area-parco e correlate e certificate al lungo termine da impresa abilitata per estenderne la validità climatologica. Uno di questi sistemi è tuttora operativo e continua a misurare le condizioni anemologiche del sito.

Lo studio è stato curato dalla società Lahmeyer International GmbH (Germania), da oltre dieci anni operante in Italia nel settore, che in occasione della progettazione del recente ampliamento del parco (Progetto Maistu) ha eseguito uno studio approfondito sul potenziale anemologico del parco eolico di Ulassai e Perdasdefogu, che si allega alla presente per pronto riferimento. Il parco eolico Maistu è entrato in esercizio il 27 settembre del 2019 e in questi mesi di esercizio i dati raccolti confermano quanto riportato nello studio.

La Lahmeyer International è certificata dal Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS) secondo la normativa DIN EN ISO/IEC 17025:2005 per il monitoraggio delle campagne anemometriche e per l'analisi dei dati di vento e la valutazione della producibilità e efficienza energetica dei parchi eolici, in linea con la legge tedesca sulle energie rinnovabili (EEG). La società, inoltre, supporta da un decennio il Gruppo Saras nelle attività legate allo sfruttamento dell'energia eolica e ha curato, tra gli altri lavori, la progettazione del Parco Eolico di Ulassai (NU), in esercizio dal 2005.

1.2 Sistemi di misurazione

La corretta valutazione del potenziale anemologico di un sito si basa imprescindibilmente dalla disponibilità di dati provenienti da sistemi di misurazione affidabili, provati e certificati che garantiscono elevati standard di accuratezza.

In generale, un sistema di misurazione del vento consta dei seguenti dispositivi: sensori di misurazione (anemometri, banderuola, termometro), centralina di raccolta dei dati (*datalogger*), sistema di trasmissione in remoto (modem GSM-GPRS), sistema di alimentazione (batterie alimentate ad energia solare mediante uno o più pannelli fotovoltaici), palo e attrezzature di supporto (ad esempio le traverse su cui sono fissati anemometri e banderuola). I sensori di misurazione registrano la velocità orizzontale del vento e la sua direzione di provenienza; gli anemometri a coppa sono installati ad altezze distinte. Il *datalogger* è il centro di raccolta ed elaborazione dei dati misurati dai sensori: il modem

consente l'accesso e il recupero a distanza delle misurazioni effettuate nonché l'invio dei dati istantanei.

Ogni componente (sensori "1st Class", cavi e *datalogger*) è predisposto per minimizzare le eventuali deviazioni e gli errori sistematici. Ad esempio, i sensori di misurazione della velocità del vento utilizzano la calibratura fornita dal costruttore: un'agenzia indipendente testa e collauda ogni sistema, garantendo una determinata tolleranza nella misurazione della velocità. Le deviazioni che ogni anemometro mostra rispetto alla velocità reale sono documentate in un protocollo che viene a sua volta utilizzato per ricalibrare le misurazioni effettuate in sito. In seguito a tale processo i valori misurati possono essere considerati affidabili e accurati. Un sistema di misurazione può inoltre dirsi affidabile se è in grado di fornire un numero consistente di dati durante l'arco della campagna di misurazione.

1.3 Localizzazione del sistema di misura

In Tabella 1 sono raccolti i dettagli degli otto sistemi di misura installati nel corso degli anni: 6 nel Comune di Ulassai e 2 nel Comune di Perdasdefogu.

Inoltre, in Figura 1 è mostrata la loro localizzazione sovrapposta al layout dell'impianto proposto, dell'impianto esistente e dell'impianto Abbila sottoposto recentemente a VIA ministeriale.

Tabella 1: Sistemi di misura, caratteristiche e coordinate.

Codice	Altezza sensore [m]	Coordinate - Gauss Boaga 1		Quota [m s.l.m.]	Campagna	
		Est	Nord		Inizio	Fine
POR1	40	1542542	4396286	841	09/08/2001	08/08/2002
POR2	40	1542542	4396286	841	08/08/2002	22/12/2004
POR3	40	1538815	4397255	770	08/08/2002	03/11/2006
PER1	30	1539050	4394449	678	21/12/2002	01/10/2005
PER2	53	1541473	4393551	658	14/10/2005	01/10/2013
FEN1	40	1545265	4394741	690	16/03/2002	01/12/2011
ULA1	50	1544427	4394993	703	30/05/2012	01/10/2013
ULA2	50	1545273	4394752	792	02/04/2014	In corso

Si evidenzia che, in corrispondenza del sistema di misura PER2, è stato installato l'aerogeneratore 125 del recente progetto Maistu; inoltre il sistema ULA2, tuttora funzionante, è stato installato in corrispondenza del punto di installazione del precedente sistema FEN1, ora dismesso.



Figura 1: Layout dell’impianto Boreas proposto (▲), dell’impianto Abbila sottoposto a VIA (▲), dell’impianto esistente (▲), e dei sistemi di misura installati nel corso degli anni.

1.4 Condizioni anemologiche di lungo termine del sito

Le condizioni anemologiche di ogni sito sono caratterizzate da fluttuazioni mensili che descrivono i regimi meteo-climatici stagionali della regione, talvolta con una variabilità annuale marcata. La correlazione dei dati misurati al lungo termine, ossia il loro confronto con una serie di diversi anni che descriva l’oscillazione annuale degli ultimi decenni nell’area di interesse, consente di conoscere il regime anemologico medio del sito di lungo periodo.

I dati di lungo termine utilizzati per la correlazione sono i punti rappresentativi del database MERRA (*Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications*)^{1,2}, risultato di misurazioni meteo e analisi di dati su tutto il globo terrestre negli ultimi trent'anni e rielaborati in modo da avere una serie di dati, su base oraria, descrittivi delle condizioni meteo di punti distribuiti su una rete che copre tutto il globo terrestre.

La tabella seguente presenta la distribuzione di Weibull di lungo termine rappresentativa del sito all'altezza dell'anemometro di ULA 2 (50 m).

Il valore a tale quota è pari a 6,1 m/s, superiore al valore limite di 5,0 m/s (alla quota di 70 m) previsto al paragrafo 2.7 dello "Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici".³

Tabella 2: Distribuzione di Weibull del sito riferita a 50 m dal suolo.

Settore [-]	Dir [°]	Vmedia [m/s]	Frequenza [%]	Weibull(A) [m/s]	Weibull(k) [-]
N	345-15	4,9	10,9	5,4	1,4
NNE	15-45	5,9	10,6	6,6	1,6
ENE	45-75	4,1	4,2	4,5	1,6
E	75-105	3,7	6,4	4,2	1,9
ESE	105-135	3,8	8,4	4,3	1,9
SSE	135-165	3,5	6,9	4,0	2,0
S	165-195	3,2	4,7	3,6	1,6
SSO	195-225	4,1	4,8	4,6	1,8
OSO	225-255	5,1	5,2	5,7	2,4
O	255-285	8,6	15,1	9,7	2,6
ONO	285-315	9,9	17,5	11,1	2,5
NNO	315-345	5,1	5,3	5,8	2,2
Complessivo		6,1	100,0	6,7	1,6

Le rose dei venti in Figura 2 mostrano la frequenza di provenienza del vento, la velocità media per settore (in m/s) e l'energia specifica (W/m^2) del sito. Come si evince dalle figure, i venti predominanti sono di componente nord-occidentale, sia in frequenza che in intensità (Maestrale).

¹ http://www.gj-garradhassan.com/assets/downloads/Effect_of_Environmental_Parameters_on_Wind_Turbine_Reliability.pdf

² <https://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/>

³ http://www.regione.sardegna.it/documenti/1_73_20090127191437.pdf

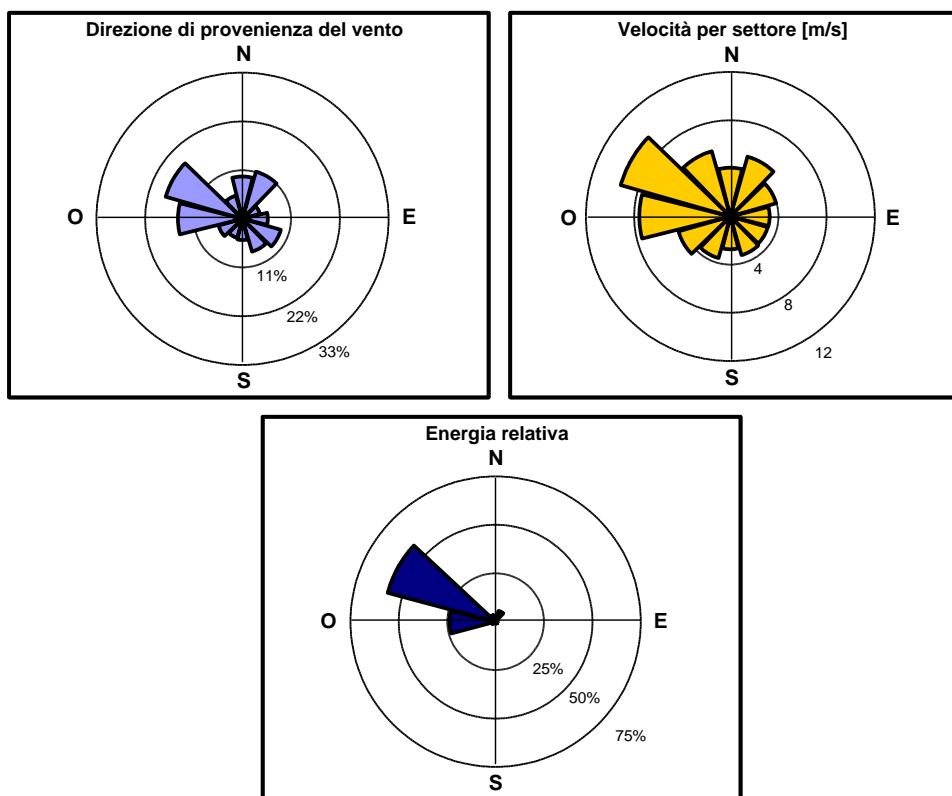


Figura 2: Direzione, frequenza ed energia specifica del sito.

2. Mappa della risorsa eolica e stima della produzione attesa

2.1 Introduzione

Dalla conoscenza analitica della ventosità del sito, è possibile calcolare la risorsa eolica per l'area di interesse e riferirla a diverse altezze.

In particolare, per il progetto Boreas di ampliamento del Parco eolico di Ulassai, l'estrapolazione del dato della velocità del vento è stata operata alla quota di 70 m.

2.2 Metodologia

Dove l'orografia del territorio è complessa, le condizioni anemologiche possono variare sensibilmente in base alla presenza di ostacoli locali, al tipo di destinazione d'uso del suolo e alle condizioni meteorologiche.

Di contro, se il terreno è invece regolare come sugli altopiani (orografia caratteristica del progetto in oggetto) o in pianura, a una maggiore altezza del rotore corrisponde un valore di energia maggiore.

La modellizzazione dei flussi di vento è stata effettuata con i software WindPRO® e WAsP® che estrapolano la stima puntualmente misurata dai sistemi di rilevamento, applicandola a tutti i punti dell'area di calcolo. In particolare il modulo RESOURCE del software WindPRO® consente di elaborare una mappa della risorsa eolica a una determinata altezza dal suolo, utilizzando, tra gli altri, i seguenti input:

- modello digitale del terreno;
- modello digitalizzato della rugosità dell'area;
- una o più statistiche ricavate dalle misurazioni anemometriche effettuate in sito;
- eventuali ostacoli presenti nell'area.

L'area di studio è rappresentata come una griglia di $n \times m$ settori quadrati di pari lato con una risoluzione di 25 m. Per ogni settore, il software calcola i parametri della distribuzione di Weibull corrispondente (A, k) per i 12 diversi settori di provenienza del vento. Questa informazione viene quindi utilizzata dal modulo RESOURCE per elaborare la mappa della risorsa eolica.

2.3 Velocità stimate e mappa della risorsa eolica

I risultati della modellizzazione del flusso del vento, all'altezza di 70 m dal piano campagna, sono raccolti nella Tabella 3.

Tabella 3: Velocità del vento di lungo termine a 70 m sul piano campagna.

Turbina	Coordinate		Quota	Velocità 70 m [m/s]
	Est	Nord		
J01	1542685	4400210	816	6,9
J02	1542135	4400067	860	7,4
J03	1541701	4399804	860	7,5
J04	1542324	4399397	840	7,4
J05	1543332	4398468	823	7,2
J06	1540431	4398225	795	6,0
J07	1543850	4397495	780	6,9
J08	1542899	4397058	838	7,2
J09	1543281	4396783	799	6,7
J10	1544021	4396606	790	6,9
Media di parco				7,0

In Figura 3 è quindi mostrata la mappa della risorsa eolica del sito, riferita a una quota di 70 m dal suolo.

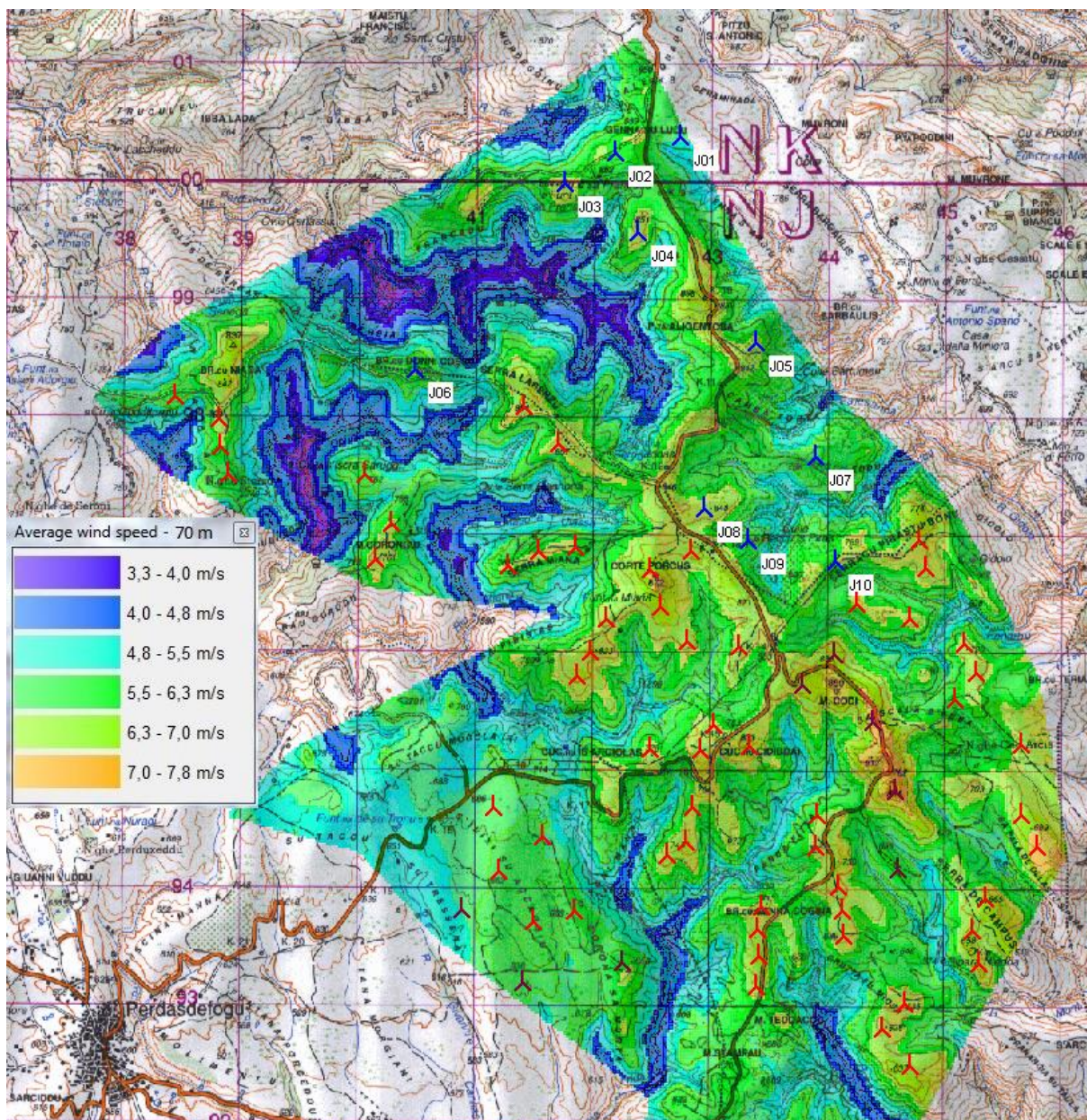


Figura 3: Mappa della risorsa eolica del sito, layout dell'impianto Sardeolica proposto (▲); dell'impianto Abbila sottoposto a VIA (▲), dell'impianto esistente (▲),

2.4 Stima della produzione attesa

La produzione energetica di ogni singola turbina viene calcolata ipotizzando sia un flusso d'aria libero da scie, sia prendendo in considerazione l'effetto ostacolo dovuto alla presenza delle altre turbine del parco. La differenza tra i due valori di produzione calcolati fornisce la quantità delle perdite dovute all'effetto scia.

Le perdite energetiche caratterizzano l'intero processo di trasformazione dell'energia, partendo dalla generazione al rotore (energia cinetica) fino alla sottostazione (energia elettrica). La stima della produzione netta attesa è stata elaborata considerando tali valori.

Tabella 4: Produzione attesa e ore equivalenti.

		[MWh/a]
Produzione lorda		211.667
Perdite di scia	5,8	
Indisponibilità	3,9	
Curva di potenza	0,3	
Perdite elettriche	2,1	
Fattori ambientali	0,5	
Curtailment	0,0	
Perdite totali	12%	
Produzione netta		186.000
Ore equivalenti nette		3.100

La produzione attesa dal progetto Boreas di Ampliamento del parco eolico di Ulassai è quindi pari a 186.000 MWh, corrispondenti a circa 3.100 ore equivalenti⁴.

2.5 Allegato: Curva di potenza

La curva di potenza di una turbina eolica descrive la relazione tra la produzione di energia elettrica e la velocità del vento. L'energia è proporzionale al cubo della velocità.

⁴ Le ore equivalenti, note anche come "fattore di capacità", rappresentano il numero di ore necessarie all'impianto per generare la sua produzione annuale nell'ipotesi che l'impianto stesso funzioni sempre alla potenza nominale (186.000 MWh/a per una potenza nominale di 60 MW: 3,100 ore equivalenti).

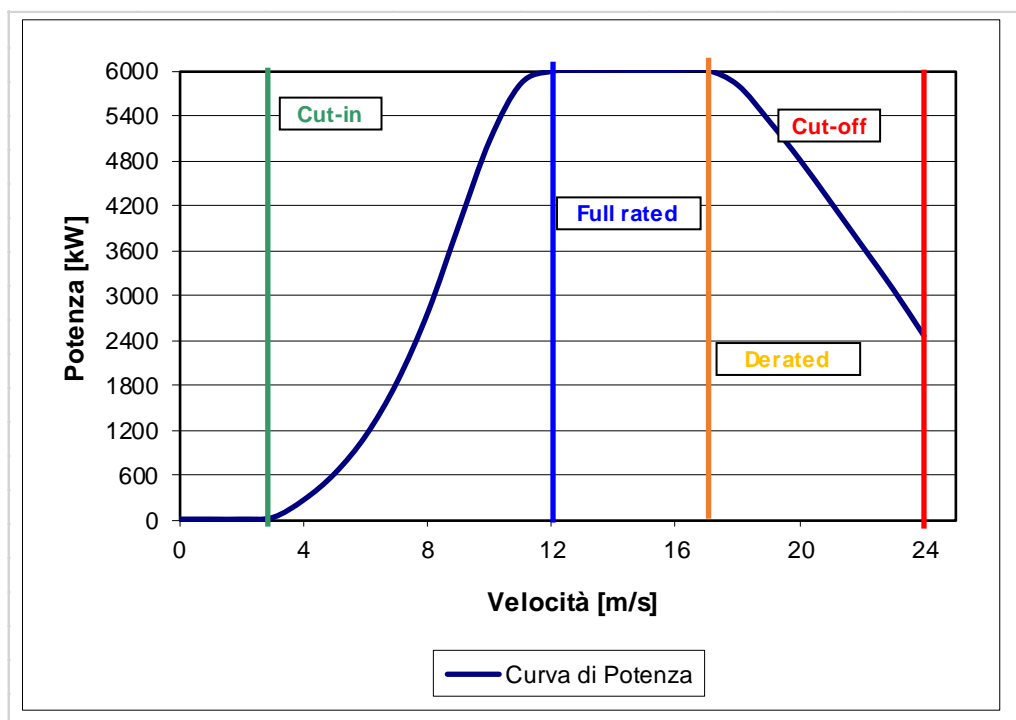


Figura 4: Curva di potenza.

La curva di potenza è caratterizzata da quattro valori “di soglia” della velocità:

- la velocità d’attacco (*cut-in wind speed*), ossia la velocità a partire dalla quale la turbina inizia a produrre energia;
- la velocità di produzione nominale (*full rated wind speed*), cioè la velocità raggiunta la quale la turbina produce alla massima potenza;
- la velocità di produzione ridotta (*derated wind speed*), raggiunta la quale la turbina inizia a ridurre la potenza per motivi di sicurezza;
- la velocità di stacco (*cut-off wind speed*), raggiunta la quale la turbina si ferma per motivi di sicurezza.

2.6 Distribuzione annuale della produzione (Weibull)

Sulla base delle informazioni raccolte in Tabella 2 e della curva di potenza caratteristica degli aerogeneratori, è possibile stimare che le turbine del progetto di Boreas produrranno i 186 GWh attesi su circa il 87% dell’anno tipo (316 giorni su 365); l’impianto lavorerà alla massima capacità per circa il 12% dell’anno (44 giorni), lavorerà a potenza ridotta per circa il

4% dell'anno (15 giorni), non lavorerà per regimi ventosi esigui (calma di vento) per il 12% dell'anno (44 giorni) mentre i fermi dovuti a velocità troppo elevate saranno trascurabili.

Tabella 5: Distribuzione annuale della produzione.⁵

	Calma	Esercizio	Di cui nominali	Di cui a potenza ridotta	Cut-off
Velocità del vento	Fino a 3 m/s	Da 3 m/s	13 m/s	Da 17 m/s	24 m/s
Probabilità	11,9%	86,7%	11,9%	4,1%	0,66%
Giorni/Anno	43,3	316,6	43,6	14,8	2,40
Ore/Anno	1040	7598	1046	356	57,60

⁵ Le somme delle percentuali mostrate in tabella potrebbe differire dal 100% a causa delle approssimazioni statistiche della curva di Weibull.