






new energy Eni New Energy SpA

PROGETTO ITALIA IMPIANTO EOLICO PORTO TORRES

Eolico - Porto Torres - Area Industriale Syndial
Progetto Definitivo

ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO



CS-FS	00	20/12/2019	Emissione Finale	Proger	E.Pallavicini	M. Parenti	N. Abdel Karim	A.Milanese
CS-FS	00	19/12/2019	Emissione per Commenti	Proger	E.Pallavicini	M. Parenti	N. Abdel Karim	A.Milanese
Stato di Validità	Numero Revisione	Data	Descrizione	Proger Preparato	Proger Verificato	EniProgetti Controllato	EniProgetti Approvato	Eni New Energy Approvato
Indice Revisione								
Logo Committente e Denominazione Commerciale  new energy Eni New Energy SpA				Nome progetto PROGETTO ITALIA IMPIANTO EOLICO PORTO TORRES		ID Documento Committente SY2400FGCZ00138 Commessa N.		
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale  progetti EniProgetti SpA						ID Documento Appaltatore --		
Nome d'Impianto e Oggetto PORTO TORRES (SS) Eolico - Porto Torres - Area industriale Syndial						Scala n.a.	Numero di Pagine 1 / 34	
Titolo Documento Analisi di producibilita' dell'impianto								

Software: Microsoft Word

File Name: SY2400FGCZ00138_CSFS01_34

 eni new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 2 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	3
2	STIMA DELLA PRODUZIONE DI LUNGO PERIODO DEL PARCO EOLICO	3
2.1	DATI ANEMOMETRICI MISURATI IN LOCO.....	3
2.2	DATI DI RIFERIMENTO DI LUNGO TERMINE.....	9
2.3	ANALISI DEI DATI	11
2.4	CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE	22
2.5	LAYOUT DEL PARCO EOLICO.....	22
2.6	CALCOLO DELLA PRODUZIONE ATTESA DEL PARCO EOLICO	24

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 3 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

1 INTRODUZIONE

Il presente documento rappresenta la valutazione preliminare di ventosità e di produzione di energia elettrica del progetto dell'impianto eolico di potenza nominale pari a 34 MW che ENI New Energy S.p.A. intende realizzare nell'area industriale di Porto Torres (SS).

2 STIMA DELLA PRODUZIONE DI LUNGO PERIODO DEL PARCO EOLICO

2.1 Dati anemometrici misurati in loco

Una campagna di misura del vento è stata eseguita in sito per un periodo di 12 mesi, tramite un rilevatore LIDAR modello Leosphere Windcube

Tecnologia LIDAR

La tecnologia LIDAR (Laser Imaging Detection and Ranging) è una tecnica di telerilevamento che permette di determinare la distanza di un oggetto o di una superficie utilizzando un impulso laser, ma è anche in grado di determinare la concentrazione di specie chimiche nell'atmosfera e nelle distese d'acqua.

La distanza dell'oggetto è determinata misurando il tempo trascorso fra l'emissione dell'impulso e la ricezione del segnale retro diffuso. La sorgente di un sistema LIDAR è un laser, ossia un fascio coerente di luce a una precisa lunghezza d'onda, inviato verso il sistema da osservare.

Il LIDAR usa lunghezze d'onda ultraviolette, nel visibile o nel vicino infrarosso: questo rende possibile localizzare e ricavare immagini e informazioni su oggetti molto piccoli, di dimensioni pari alla lunghezza d'onda usata. Perciò il LIDAR è molto sensibile agli aerosol e al particolato in sospensione nell'atmosfera ed è molto usato in meteorologia.

Il Leosphere Windcube misura la velocità del vento a 11 distanze simultaneamente (40 m, 60 m, 80 m, 90 m, 100 m, 110 m, 120 m, 140 m, 160 m, 180 m and 200 m) tramite la misura del tempo di ritorno di 3 impulsi, generati da altrettanti laser, riflessi dall'aerosol presente in atmosfera. Questa tecnologia è ampiamente usata nell'industria eolica e ha recentemente ottenuto dal Deutsche WindGuard Consulting GmbH la conferma dell'ottemperanza alla norma IEC 61400-12-1 (2017) in situazione di orografia semplice come quella de sito industriale di Porto Torres.

Preparazione dell'area per la campagna di misura del vento

L'area di installazione dello strumento di misura anemometrica LIDAR è stata opportunamente scelta per garantire il rispetto di tutti i requisiti di sicurezza legati all'area e allo stesso tempo offrire la posizione più idonea alla corretta stima di ventosità del sito.



new energy
Eni New Energy SpA

ID Documento Committente
SY2400FGCZ00138

Pagina
4 / 34

Stato di
Validità


Numero
Revisione

CS-FS

01



Figura 1: Posizionamento LIDAR

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 5 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

Un sommario contenente i dettagli relativi alla campagna di misura viene mostrato nella seguente tabella.

LIDAR windcube WLS7-654	
Coordinate (UTM32 WGS84)	444575 E, 4519219 N
Inizio - Fine	09/06/2017 – 11/06/2018
Periodo di misura	1 anno
Percentuale di dati validi nel periodo di misura	95,7%
Altezze di misura	40 m, 60 m, 80 m, 90 m, 100 m, 110 m, 120 m, 140 m, 160 m, 180 m, 200 m
Altezza s.l.m.	35 m

Tabella 1: Sommario caratteristiche campagna di misura del vento

Risultanze della campagna di misura

I risultati della campagna di misura sono mostrati nella sezione seguente tramite le successive tabelle e grafici.

Quota	V media (m/s)	V min (m/s)	V max (m/s)
40,00m -	5,11	0,15	22,16
60,00m -	5,49	0,12	23,78
80,00m -	5,75	0,13	23,50
90,00m -	5,86	0,10	23,79
100,00m -	5,96	0,13	28,90
110,00m -	6,06	0,11	24,04
120,00m -	6,14	0,12	24,27
140,00m -	6,30	0,09	24,97
160,00m -	6,44	0,13	25,19
180,00m -	6,54	0,14	25,82
200,00m -	6,65	-0,27	26,33

Tabella 2: Velocità media, minima e massima annue del vento rilevate nel periodo di interesse alle diverse quote di misura



new energy
Eni New Energy SpA

ID Documento Committente
SY2400FGCZ00138

Pagina
6 / 34

Stato di
Validità

Numero
Revisione

CS-FS

01

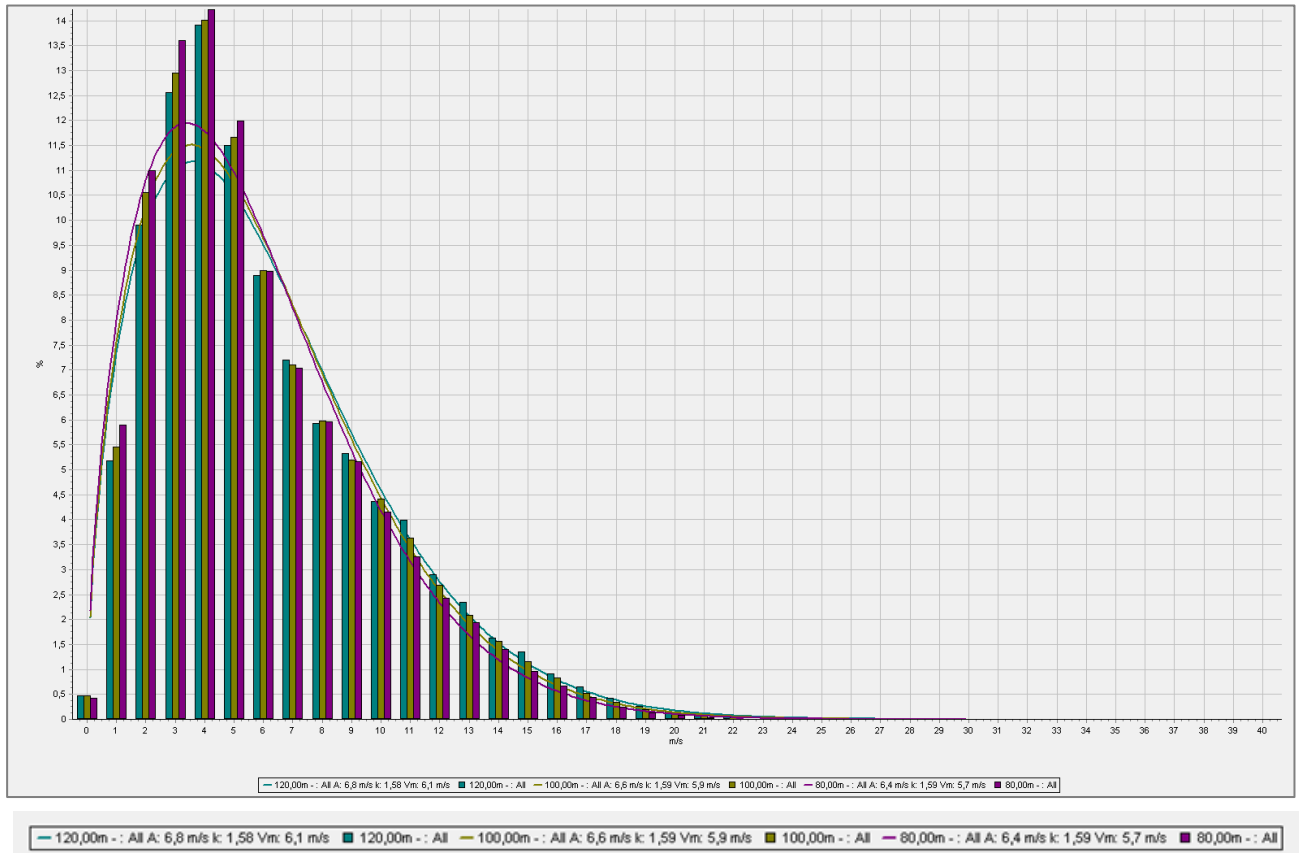


Figura 2: Distribuzione di frequenza e interpolazione di Weibull del vento misurato in sito alle quote di 80 m, 100 m e 120 m

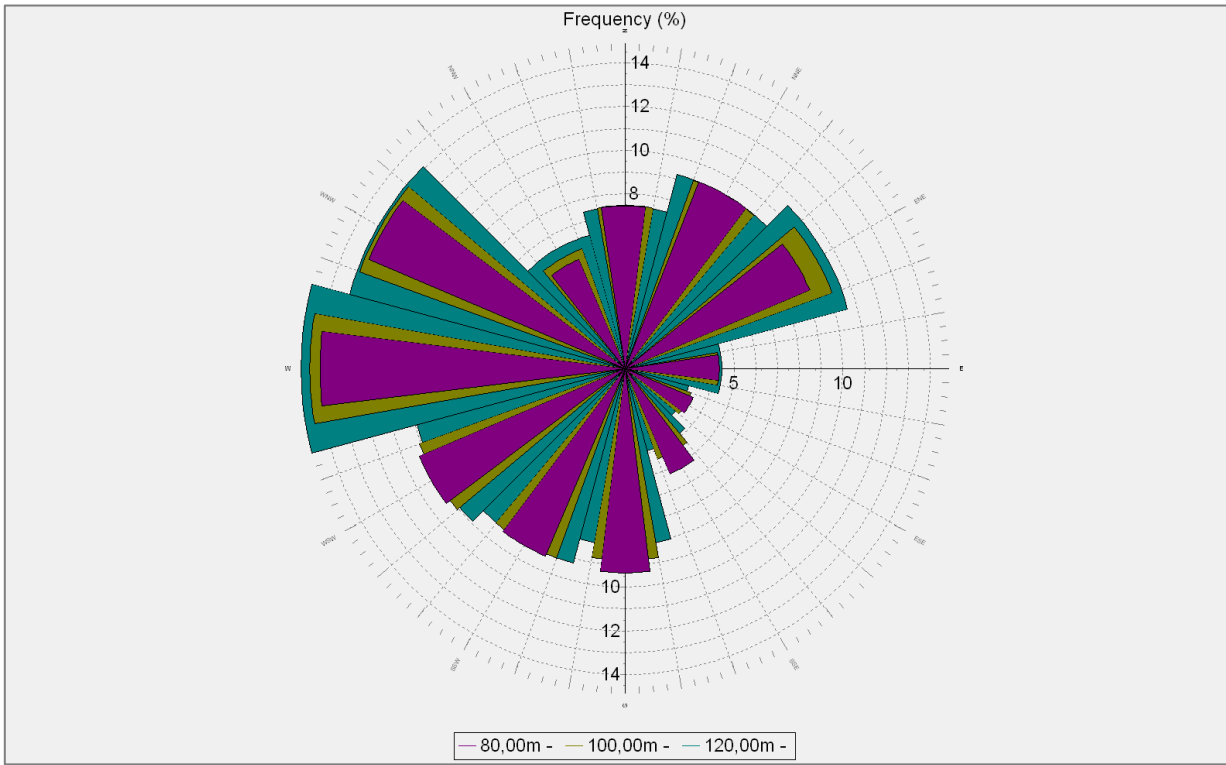


Figura 3: Rosa di frequenza del vento rilevata nel periodo di misura alle quote di 80 m, 100 m e 120 m

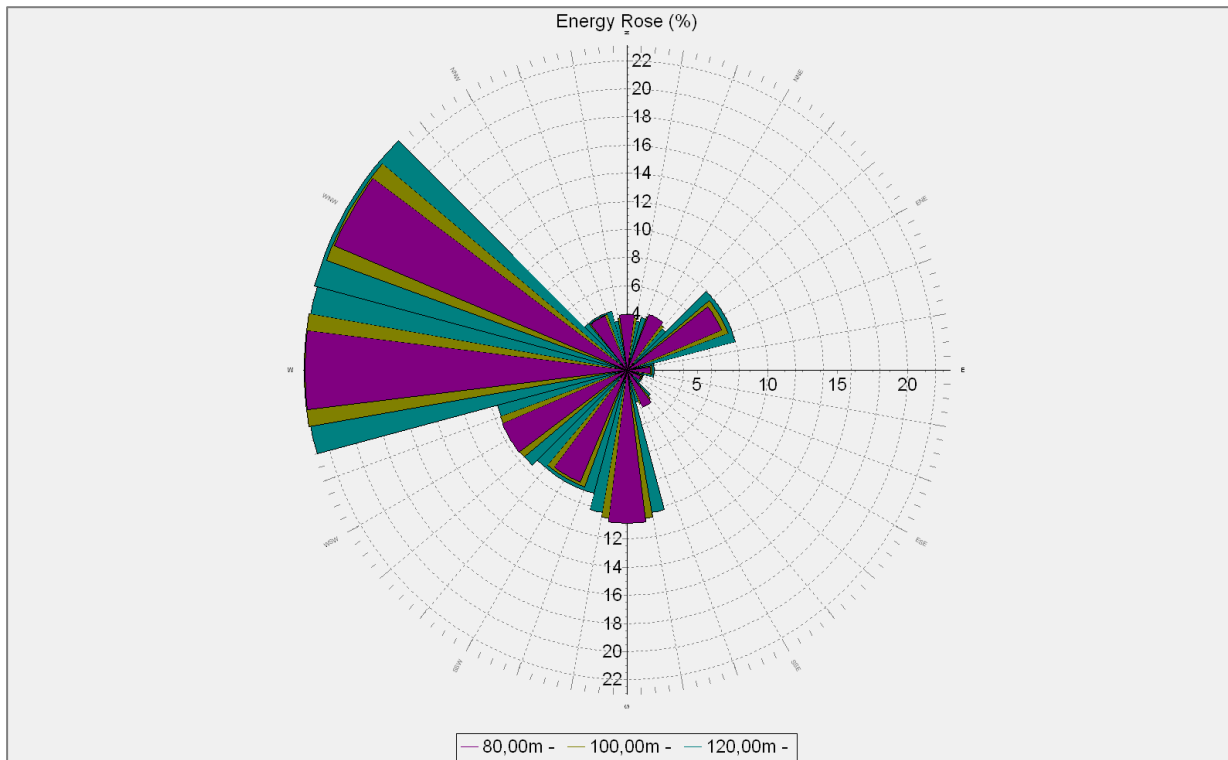


Figura 4: Rosa dell'energia del vento rilevata nel periodo di misura alle quote di 80 m, 100 m e 120 m



new energy
Eni New Energy SpA

ID Documento Committente
SY2400FGCZ00138

Pagina
8 / 34

Stato di
Validità

Numero
Revisione

CS-FS

01

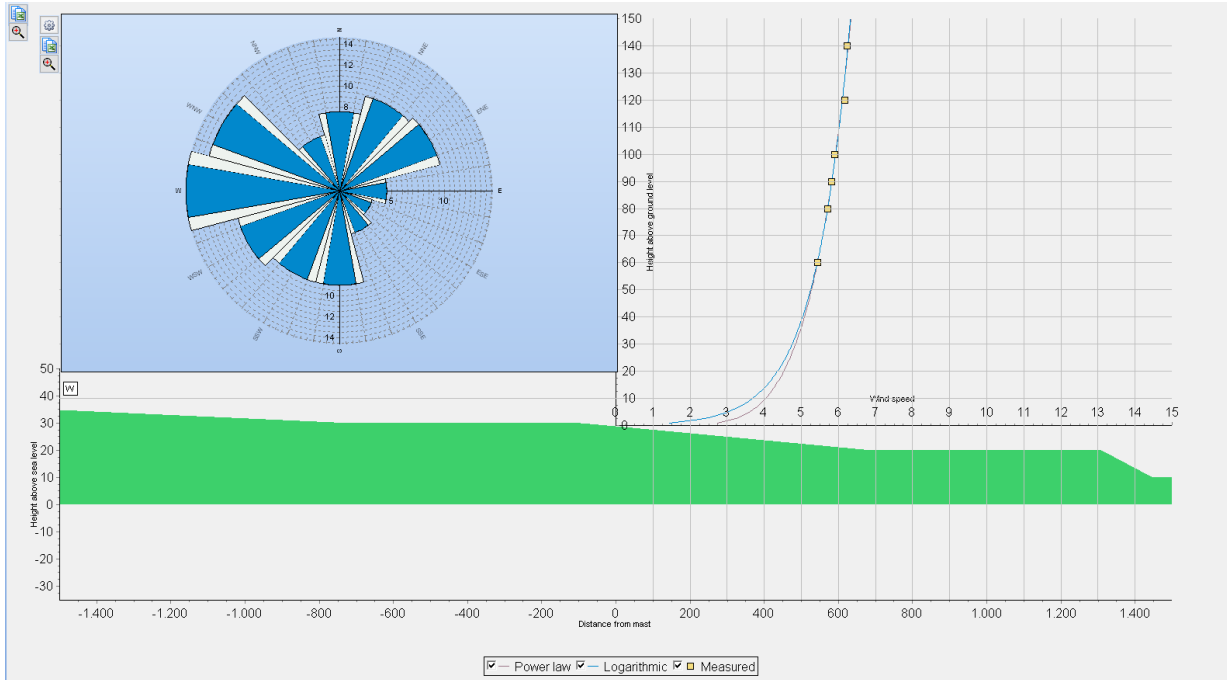


Figura 5 Rosa di frequenza del vento nel periodo di misura e rappresentazione del wind shear tramite legge di potenza e legge logaritmica

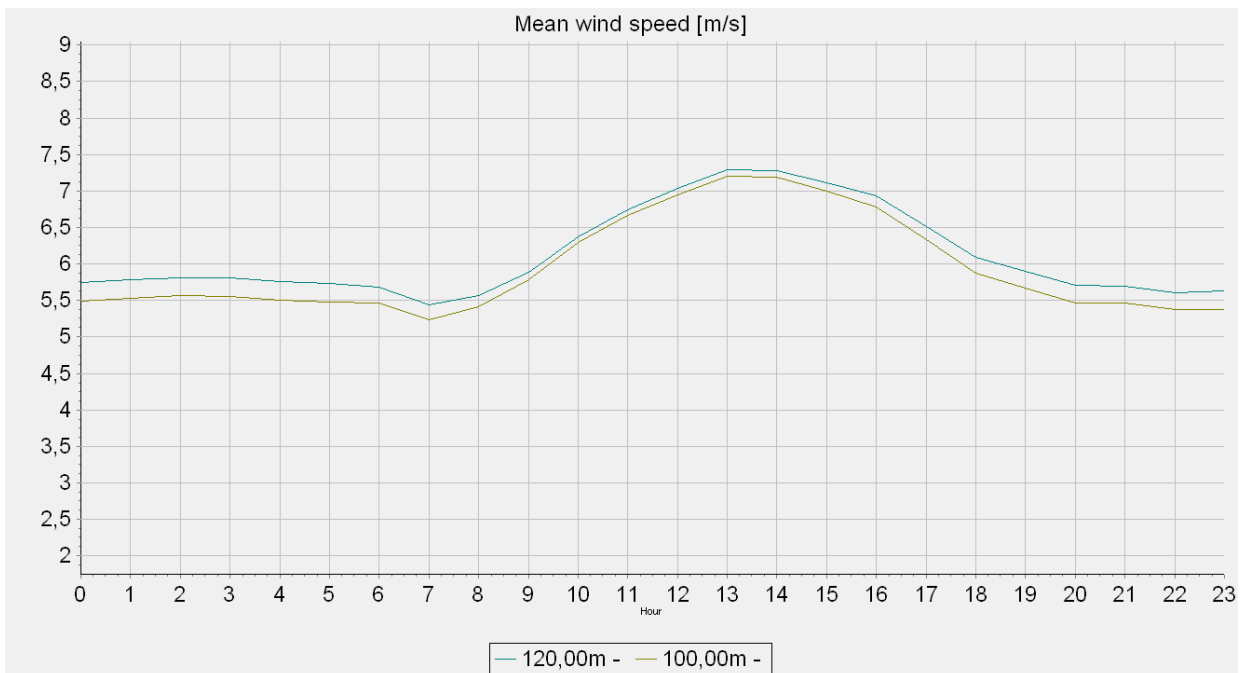



Figura 6: Velocità media del vento misurata in funzione delle ore del giorno misurata alle quote di 100 m e 120 m

 eni new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 9 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

2.2 Dati di riferimento di lungo termine

Al fine di effettuare una correzione di lungo periodo delle misure di ventosità, sono state selezionate diverse fonti di dati di riferimento, includendo dati satellitari e dati mesoscala. Tutti i dati sono stati confrontati al fine di effettuare un'analisi approfondita di ciascuna fonte, con l'obiettivo di mettere in luce eventuali inconsistenze o cambi di tendenza. Questa metodologia permette inoltre di ridurre il rischio di commettere errori di stima della velocità di lungo periodo utilizzando un'unica fonte di dati. I dettagli dei dati di riferimento considerati sono stati rappresentati nella tabella seguente.

Stazioni disponibili	coordinate UTM	Periodo di misura	Altezza	distanza
MERRA2	4539126 N 426411 E	2003 - 2019	50	26 Km
MERRA2	4538787 N 478975 E	2003 - 2019	50	40 Km
ERA Interim	4544794 N 452605 E	2003 - 2019	100	27 Km
EMD - ConWX	4518992 N 443499 E	2003 - 2019	100 -120	1 Km
ERA 5	4526796 N 439346 E	2003 -2019	100	9 Km

Tabella 3: Dati di riferimento di lungo termine utilizzati nell'analisi

Merra/Merra 2

I dati MERRA, acronimo di Modern-Era Retrospective-analysis for Research and Applications, nella versione 1 e versione 2 (MERRA2), sono dati di rianalisi globali originati dall'ufficio GMAO (Global Modelling and Assimilation Office) della NASA. La versione MERRA 2 è stata introdotta recentemente per sostituire i dati MERRA, al fine di riflettere sia le migliorie apportate al processo di modellazione satellitare, sia l'introduzione di sorgenti di dati aggiuntive.

Entrambe le serie MERRA sono ottenute dall'analisi dei dati GEOS-5 ADAS, dove la serie MERRA2 utilizza una versione aggiornata di livello superiore. La risoluzione spaziale delle serie è di 0,5 gradi in latitudine e di 0,67 gradi in longitudine. Le serie di dati sono disponibili pubblicamente e sono aggiornate costantemente.

I dati MERRA vengono utilizzati come fonte di dati di riferimento per lo studio di siti eolici in tutto il mondo. L'affidabilità di questi dati in relazione ai dati misurati nei siti eolici varia da paese a paese; tuttavia l'esperienza di settore con questo database è tale da considerare questi dati in maniera positiva escludendo la presenza di inconsistenze e grazie ad un discreto coefficiente di correlazione. Questi dati risultano particolarmente utili nel caso in cui non siano disponibili stazioni meteorologiche locali, nonostante la risoluzione spaziale possa talvolta limitarne l'utilizzo.

ERA-Interim

I dati ERA-Interim sono dati di rianalisi originati dal Centro Europeo per le Previsioni Meteorologiche di Medio Termine (ECMWF).

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 10 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

I dati ERA-Interim si avvalgono di una varietà di parametri di superficie per le condizioni meteorologiche come ad esempio le onde marine e le condizioni della superficie terrestre, e si basano sulla versione del 2006 del sistema di previsioni integrato Cy31r2. La risoluzione spaziale è di circa 80 km su 60 livelli dalla superficie fino a 0.1 etto Pascal, inclusi 10 m, 25 m, 50 m, 75 m, 100 m, 150 m e 200 m sul livello del terreno. La risoluzione temporale è di 6 ore. Le serie di dati sono disponibili pubblicamente e sono aggiornate costantemente.

I dati ERA-Interim sono utilizzati come fonte di riferimento di lungo termine per numerosi siti eolici in tutto il mondo. L'affidabilità di questi dati in relazione ai dati misurati nei siti eolici varia da paese a paese; tuttavia l'esperienza di settore con questo database è tale da considerare questi dati in maniera positiva escludendo la presenza di inconsistenze e grazie ad un discreto coefficiente di correlazione. Questi dati risultano particolarmente utili nel caso in cui non siano disponibili stazioni meteorologiche locali, nonostante la risoluzione spaziale possa talvolta limitarne l'utilizzo.

ERA-5

Il set di dati ERA5 è un set di dati di rianalisi sviluppato attraverso il Copernicus Climate Change Service (C3S) e reso disponibile da ECMWF (Centro Europeo per le Previsioni Meteorologiche di Medio Termine). Il set di dati è stato sviluppato con l'intenzione di sostituire ERA-Interim e include diversi miglioramenti: un sistema di modellazione aggiornato, l'assimilazione di più osservazioni e una risoluzione spaziale verticale e orizzontale più elevata. La risoluzione spaziale è stata aumentata a circa 31 km e la risoluzione verticale ora offre 137 livelli fino a 0,1 hPa. Attualmente sono solo i livelli relativi a 10 m e 100 m ad essere disponibili. ERA5 offre anche una risoluzione temporale maggiore a 1 ora rispetto ai dati ERA-Interim.


Il set di dati ERA5 contiene una quantità maggiore di parametri di superficie rispetto a ERA-Interim per le condizioni meteorologiche relative ad esempio a onde oceaniche o alla superficie terrestre. Tuttavia il numero di dati disponibili al momento è ancora piuttosto limitato e necessita di un'accurata valutazione prima del suo utilizzo.

Dati Mesoscala EMD-ConWx Europe

I dati EMD-ConWX Europe sono ottenuti tramite un modello numerico mesoscala ad alta risoluzione spaziale di 0,03°x 0,03°, corrispondente a circa 3 km x 3 km, con una risoluzione temporale oraria. I dati utilizzati per le condizioni al contorno sono i dati di rianalisi ERA-Interim forniti dal Centro Europeo per le Previsioni Meteorologiche di Medio Termine.

Questi dati ricoprono gran parte dell'Europa, inclusa la Turchia e l'Ucraina, ad esclusione dell'estremità a nord della Scandinavia. I dati sono disponibili per circa 20 anni e sono aggiornati mensilmente con circa 3 mesi di ritardo, a causa della disponibilità dei dati ERA-Interim.

Esistono tuttavia alcuni dubbi relativi all'utilizzo dei dati rianalisi (MERRA, MERRA2 ed ERA-Interim) in concomitanza del cambio di un certo numero di dati di input per il modello avvenuti nel tempo. Allo stesso modo, esistono dei dubbi anche per l'uso dei dati mesoscala EMD-ConWx. A tal proposito è necessario

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 11 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

porre estrema cura nel loro utilizzo ed adottare normalmente una procedura di verifica e validazione dei dati utilizzati nell'analisi. Si ritiene opportuno escludere a tal proposito i dati di riferimento satellitari antecedenti al 2003.

2.3 Analisi dei dati


L'analisi dei dati condotta per il presente progetto si suddivide nei seguenti passaggi:

- i dati registrati dal LIDAR per un periodo di 1 anno sono stati importati e validati al fine di eliminare eventuali record non rappresentativi;
- i dati misurati dal LIDAR alle altezze pari a 100 m e 120 m sono stati utilizzati per effettuare una correlazione di lungo termine con i dati di riferimento selezionati. La correlazione più soddisfacente è risultata essere quella effettuata con i dati MERRA 2 4539126 N, 426411 E;
- è stata effettuata una estrapolazione verticale dei dati misurati dal LIDAR al fine di valutare la velocità del vento all'altezza del mozzo degli aerogeneratori;
- è stata effettuata un'extrapolazione verticale dei dati fino alle altezze del mozzo proposte per ciascun modello di aerogeneratore, adoperando la legge di potenza per 12 settori di provenienza;
- la distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento di lungo termine è stata calcolata per ciascuna altezza del mozzo proposta;
- si è proceduto all'ottimizzazione del layout d'impianto, al fine di massimizzare la producibilità energetica del parco eolico, tenendo conto dei vincoli di accessibilità al sito,
- la velocità di lungo termine ad altezza mozzo, derivata nella posizione del LIDAR è stata estrapolata nelle posizioni finali degli aerogeneratori utilizzando il software WasP;
- la distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento così calcolata nella posizione degli aerogeneratori è stata associata alle curve di potenza di ciascun modello di aerogeneratore considerato, al fine di calcolare la produzione energetica lorda;
- il modello di scia N.O. Jensen (2005) è stato adoperato per il calcolo degli effetti di scia interni, esterni e futuri;
- sono stati valutati gli altri fattori di perdita che inficiano sulla produzione energetica tipici di un impianto eolico in condizioni operative;
- sono state calcolate le incertezze associate alla stima di producibilità energetica.

I paragrafi seguenti descrivono l'analisi effettuata con maggiore dettaglio.

Disponibilità dei dati

I dati di ventosità sono stati analizzati al fine di mettere in luce eventuali malfunzionamenti, periodi di degradazione e ulteriori anomalie. I dati sono stati inoltre controllati utilizzando strumenti matematici per l'analisi della dispersione sia reciproca sia rispetto alle altre fonti di dati considerate, al fine di verificare che le misure effettuate riflettano in maniera accurata le condizioni di ventosità tipica dell'area in oggetto. Qualunque dato ritenuto sospetto o non idoneo è stato escluso dall'analisi.

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 12 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

Durante la campagna di misura, l'alimentazione elettrica del LIDAR, basata su un sistema di pannelli fotovoltaici, è risultata insufficiente al fine di ricaricare le batterie, e questo ha causato un ripetuto spegnimento notturno del dispositivo durante il mese di novembre 2017. Di conseguenza un elevato numero di dati risulta mancante relativamente alle ore notturne nel periodo compreso tra il 31 ottobre 2017 e il 22 novembre 2017. Per ovviare al problema, il numero di pannelli fotovoltaici afferenti al LIDAR è stato incrementato.

Tuttavia, a causa del basso irraggiamento solare, anche i mesi di dicembre 2017 e gennaio 2018 sono caratterizzati da un numero significativo di dati mancanti.

Nella tabella seguente viene mostrata la disponibilità di dati mensile risultate in seguito all'attività di analisi e **validazione dati**.

Mese	Disponibilità (%)
giu-17	100
lug-17	100
ago-17	99,8
set-17	100
ott-17	98,4
nov-17	68,6
dic-17	82,8
gen-18	98,3
feb-18	100
mar-18	100
apr-18	99,9
mag-18	100
giu-18	100
Totale	95,7

Tabella 4: Disponibilità percentuale mensile dei dati anemometrici a valle del processo di analisi e validazione

Secondo quanto prescritto dal MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Institutes), al fine di catturare un quadro completo della micro-meteorologia del sito, la campagna di misurazione dovrebbe durare almeno 12 mesi con una percentuale di dati disponibili superiore al 95% (Allegato 7): la campagna di misura effettuata tramite LIDAR presso il sito industriale di Porto Torres soddisfa questi requisiti.

Tuttavia, è importante notare che i cosiddetti "buchi di dati" sono concentrati nelle ore notturne durante i mesi di novembre e dicembre. La distribuzione dei record mancanti può essere una potenziale fonte di errore quando la velocità del vento viene correlata mensilmente (o su base giornaliera); questo è stato

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 13 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

adeguatamente tenuto in considerazione nella valutazione dell'incertezza, come descritto nei paragrafi seguenti.

Correlazione di lungo termine

I dati di ventosità al sito sono stati misurati per un periodo di 1 anno. Al fine di riferire i dati misurati ad un periodo più lungo che sia rappresentativo della vita dell'impianto, è preferibile effettuare una correlazione di lungo termine. A tale scopo, è stata considerata una serie di potenziali fonti di dati di riferimento come descritto nel paragrafo 2.2.

I seguenti metodi sono stati presi in considerazione allo scopo di effettuare la correzione di lungo termine sui dati misurati:

- **Measure-Correlate-Predict (MCP), regressione lineare:** i dati vengono mediati su base appropriata (oraria, 6 ore) e riordinati in 360 settori direzionali (settori di 30 gradi, centrati ogni 1 grado); successivamente viene effettuata la regressione lineare (funzione del primo ordine a due variabili). Le basse velocità vengono escluse dai calcoli.
- **Measure-Correlate-Predict (MCP), metodo della matrice:** i dati vengono mediati su base appropriata (oraria, 6 ore) e riordinati in 12 settori direzionali e per ogni 1 m/s; successivamente viene effettuata la regressione lineare (funzione del primo ordine a due variabili). Le basse velocità vengono escluse dai calcoli.
- **Regressione lineare, media mensile:** i dati vengono mediati su base mensile e correlati con i dati della stazione di riferimento utilizzando il metodo di regressione lineare. Vengono applicati dei filtri sulla disponibilità dei dati per assicurare che vengano considerati solo i mesi più rappresentativi.
- **Regressione multipla lineare, medie mensili:** i dati vengono mediati su base mensile e correlati utilizzando il metodo di regressione lineare multiplo con diverse combinazioni dei dati delle stazioni di riferimento più performanti.
- **Correzione con indice di ventosità:** l'indice di ventosità e di energia del periodo concorrente tra le misure disponibili e i dati delle stazioni di riferimento sono confrontati con l'indice di ventosità e di energia dei dati di riferimento. Questo metodo viene generalmente adoperato come verifica dei risultati di altri metodi.

In ciascuno di questi metodi i parametri delle statistiche vengono applicati ai dati di riferimento al fine di produrre una serie temporale, al fine di calcolare la distribuzione di frequenza e i risultati energetici nella posizione delle misure. Per tutti i metodi e per tutti i dati di riferimento sono stati presi in considerazione i seguenti aspetti:

- la media annuale di lungo periodo stimata e la corrispondente correzione dal breve al lungo periodo,
- la forma e la distribuzione del grafico e dispersione della correlazione,
- la media pesata e /o il coefficiente di correlazione R^2 ;

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 14 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

- la velocità, l'energia, la rosa dei venti e la distribuzione energetica vengono confrontati con i dati concorrenti al sito.

I meriti e gli svantaggi derivanti dall'uso dei metodi e delle stazioni sopra menzionati sono stati considerati in concomitanza con i risultati della stima di lungo termine.

Risultati della correlazione

La correlazione di serie temporali ad alta risoluzione tra i dati misurati dal LIDAR a 100 m e 120 m ed i dati di riferimento risultano di media qualità e sono caratterizzate da un coefficiente di correlazione R^2 tipicamente maggiore di 0,75 per i dati EMD-ConWX ed ERA-Interim, maggiore di 0,77 per i MERRA2, e 0,82 per gli ERA5.

I risultati sono piuttosto buoni anche usando i dati ERA5 e MERRA 2 con il metodo di regressione lineare e molto buoni utilizzando la matrice di correlazione.

Le correlazioni giornaliere danno coefficienti di correlazione R^2 tipicamente maggiori di 0,98 per gli ERA5, di 0,96 per gli EMD-ConWX e i MERRA 2 e di 0,9 per gli Era-Interim. Per quanto riguarda le correlazioni mensili, i valori di R^2 superano lo 0,98 per i MERRA2, gli EMD-ConWX e gli ERA5 e 0,95 per gli ERA-Interim.

Tuttavia, nonostante le correlazioni giornaliere e mensili presentino valori maggiori di R^2 , l'utilizzo di correlazioni a maggiore risoluzione, ossia correlazioni orarie, è stato preferito, dal momento che i dati mancanti sono tutti concentrati nel periodo novembre 2017 – dicembre 2017 in un ben preciso periodo della giornata (notte), e l'utilizzo di correlazione giornaliera o mensili potrebbe portare all'introduzione di una significativa incertezza e potrebbe risultare una fonte di errore di valutazione.

Infine è stato verificato che il metodo della matrice di correlazione dà risultati migliori rispetto al metodo di regressione lineare relativamente ai valori di R^2 .

Alla luce delle considerazioni di cui sopra, la soluzione ottimale risulta essere quella di utilizzare il metodo della matrice di correlazione con i dati MERRA 2 ad altezza mozzo che, coprendo un lungo periodo temporale pari a 16 anni di dati, riduce le incertezze relativamente alla climatologia di lungo termine.

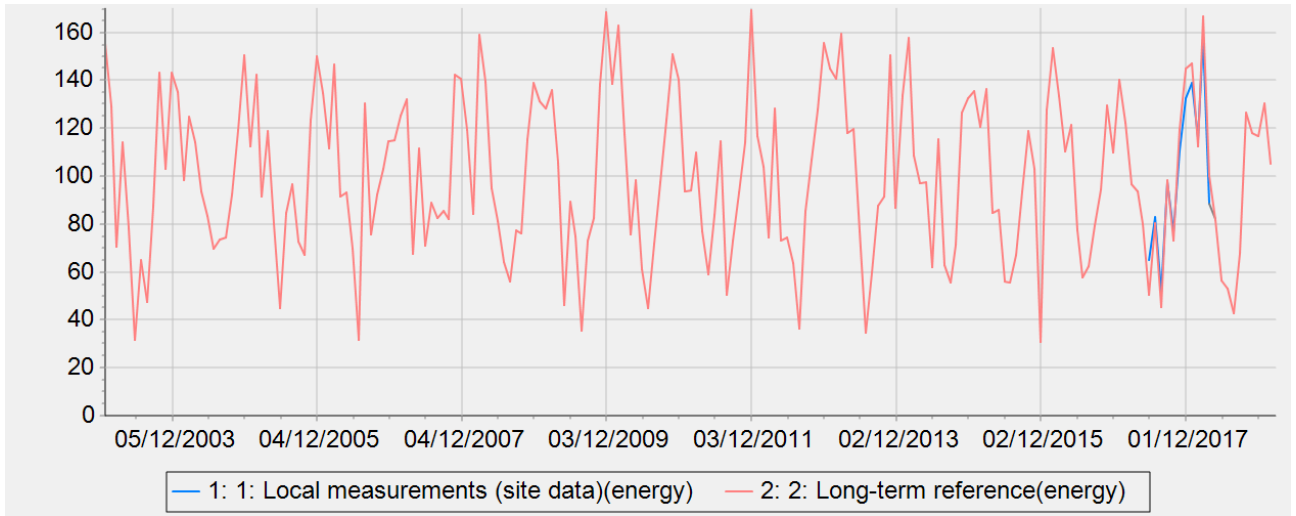


Figura 7: Velocità di riferimento del vento di lungo termine e delle misure effettuate in sito

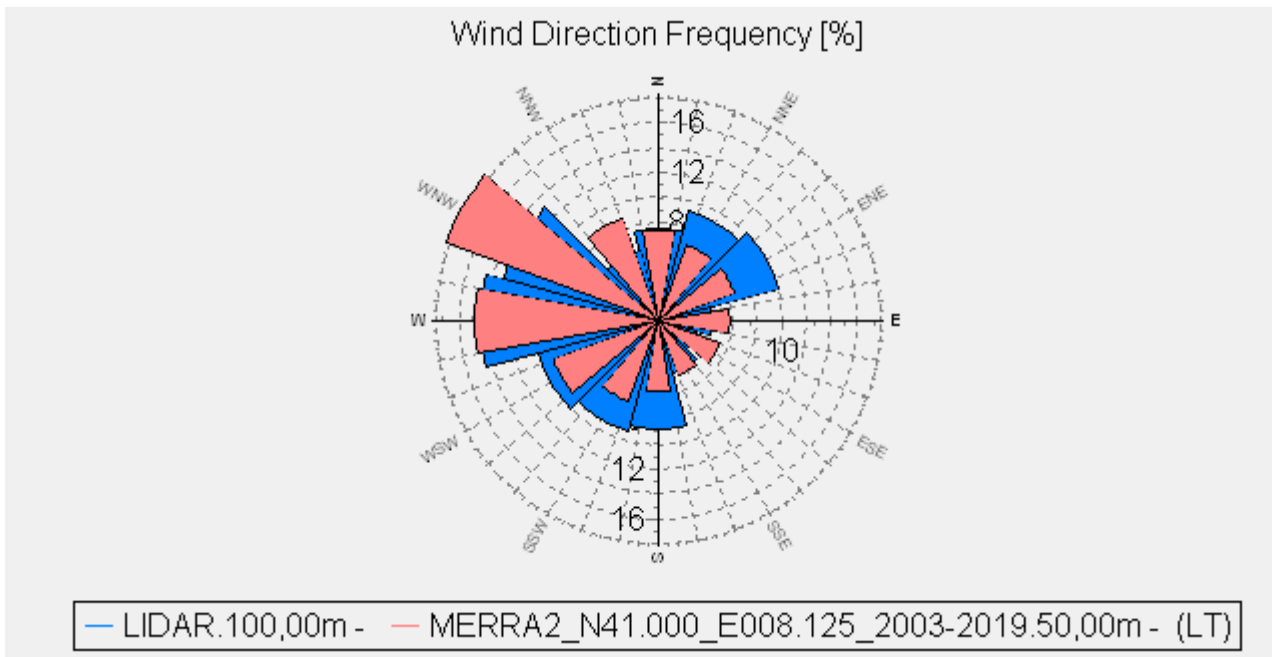



Figura 8: Rosa dei venti della velocità del vento di riferimento di lungo termine e delle misure effettuate in sito

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 16 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

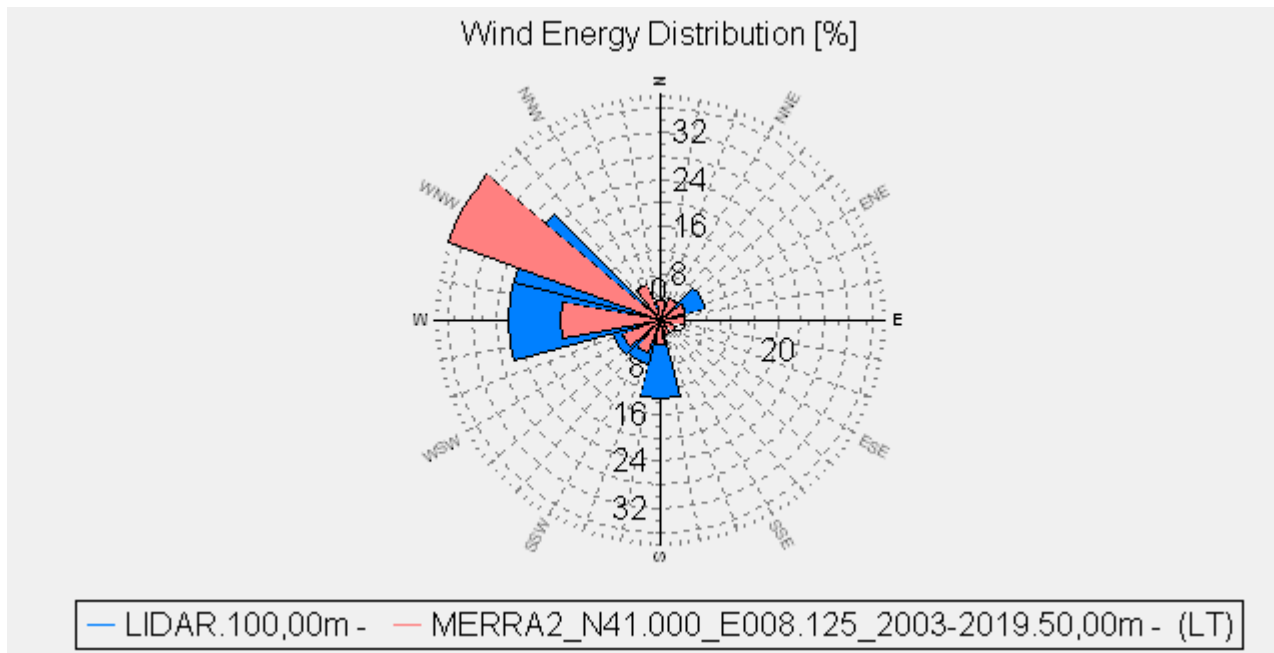


Figura 9: Rosa delle energie del vento di riferimento di lungo termine e delle misure effettuate in sito

Estrapolazione verticale del vento

Al fine di calcolare le condizioni di ventosità del sito all'altezza del mozzo degli aerogeneratori è necessario effettuare un'estrapolazione verticale a partire dai dati ottenuti alla massima altezza di misura.

È stato eseguito un confronto tra l'esponente del profilo verticale (wind shear) misurato e quello calcolato dal modello computazionale WAsP, pesato sulla frequenza di ogni settore.


L'esponente di profilo verticale è definito dalla legge esponenziale seguente:

$$U_2 = U_1 \cdot \left(\frac{h_2 - D}{h_1 - D} \right)^\alpha$$

dove:

- α è l'esponente di "wind shear" secondo la legge di potenza,
- U è la velocità media del vento,
- h è l'altezza sul livello del suolo,
- D è l'altezza dello spostamento effettivo del flusso

La media sui 12 settori del profilo di velocità è stata calcolata utilizzando una risoluzione temporale di 2 ore. Il valore totale del profilo di velocità del vento è stato calcolato come media di tutti i settori e confrontato con la stima ottenuta dal software WAsP. Il "wind shear" misurato è stato determinato considerando le misure effettuate alle altezze di 80 m, 100 m, 120 m, 140 m, 160 m, 180 m, 200 m, mentre il "wind shear" di WAsP è stato determinato sulla base degli algoritmi implementati nel modello di calcolo. Si è ritenuto opportuno escludere dal calcolo del "wind shear" le misure a 20m, 40m, 60 m a causa dei potenziali effetti

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 17 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

orografici su di esse ed inoltre a causa della presenza di ostacoli, costituiti prevalentemente dall'area serbatoi, collocata in prossimità della stazione di misura.

Il coefficiente di shear calcolato è pari a $\alpha=0,157$

Tuttavia, data la disponibilità di dati di misura dello strumento LIDAR a quote tra i 100 m e i 120 m, ai fini del calcolo dell'AEP, l'applicazione dei parametri di shear hanno effetti marginali.

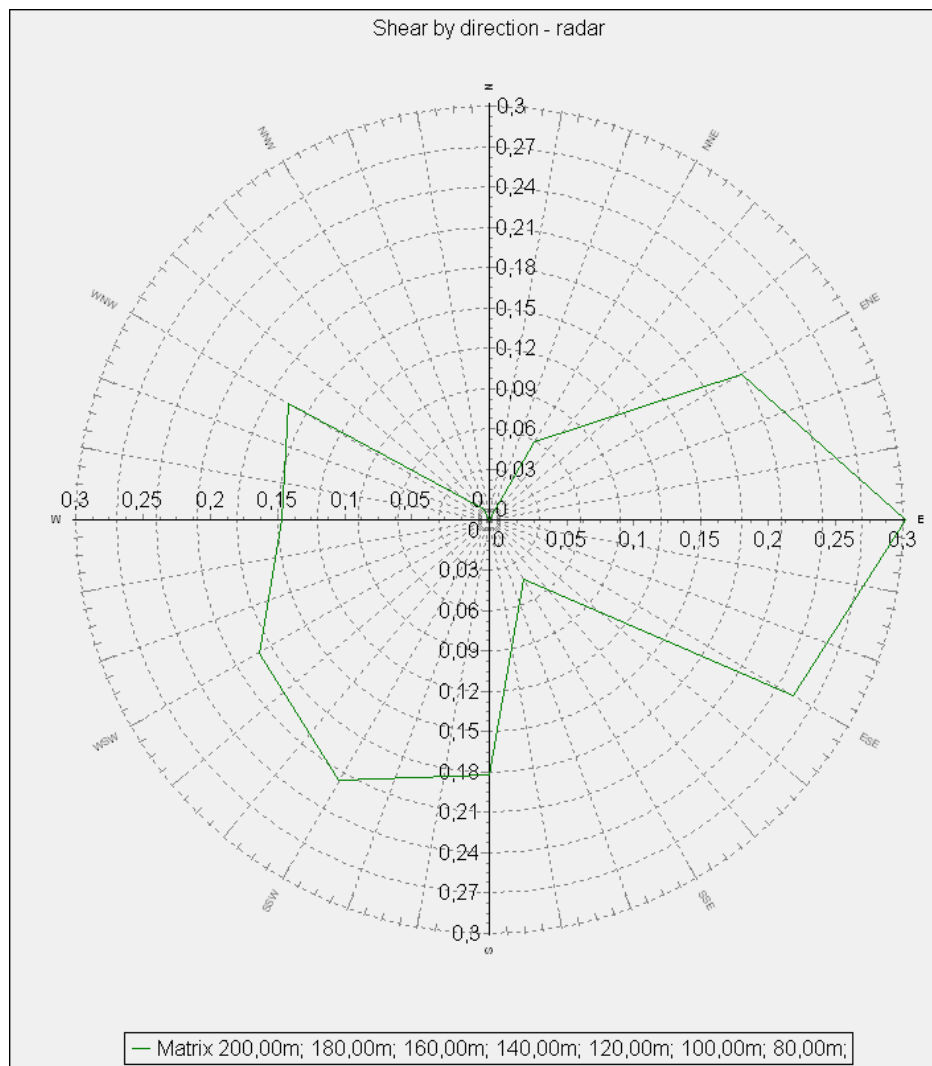


Figura 10: Distribuzione del wind shear in funzione del settore di direzione

Considerato il buon accordo tra la misura del profilo verticale fino a 80 m e la stima di WAsP, si ritiene quindi che le misurazioni al sito siano rappresentative del profilo di velocità verticale fino alle altezze del mozzo proposte per il progetto. A tal proposito, la matrice di "wind shear" misurato per 12 settori direzionali e su base mensile è stata adoperata unitamente alla serie temporale di velocità misurata a 100 m, al fine



di calcolare le serie temporali alle altezze del mozzo proposte di 100 m e 120 m. Le serie temporali sono state adoperate per la determinazione delle distribuzioni di frequenza di lungo termine della velocità e delle direzioni del vento alle specifiche altezze del mozzo.

Le incertezze associate alla misurazione del profilo verticale ed alla estrapolazione del regime del vento fino all'altezza del mozzo sono discusse nell'apposita sezione.

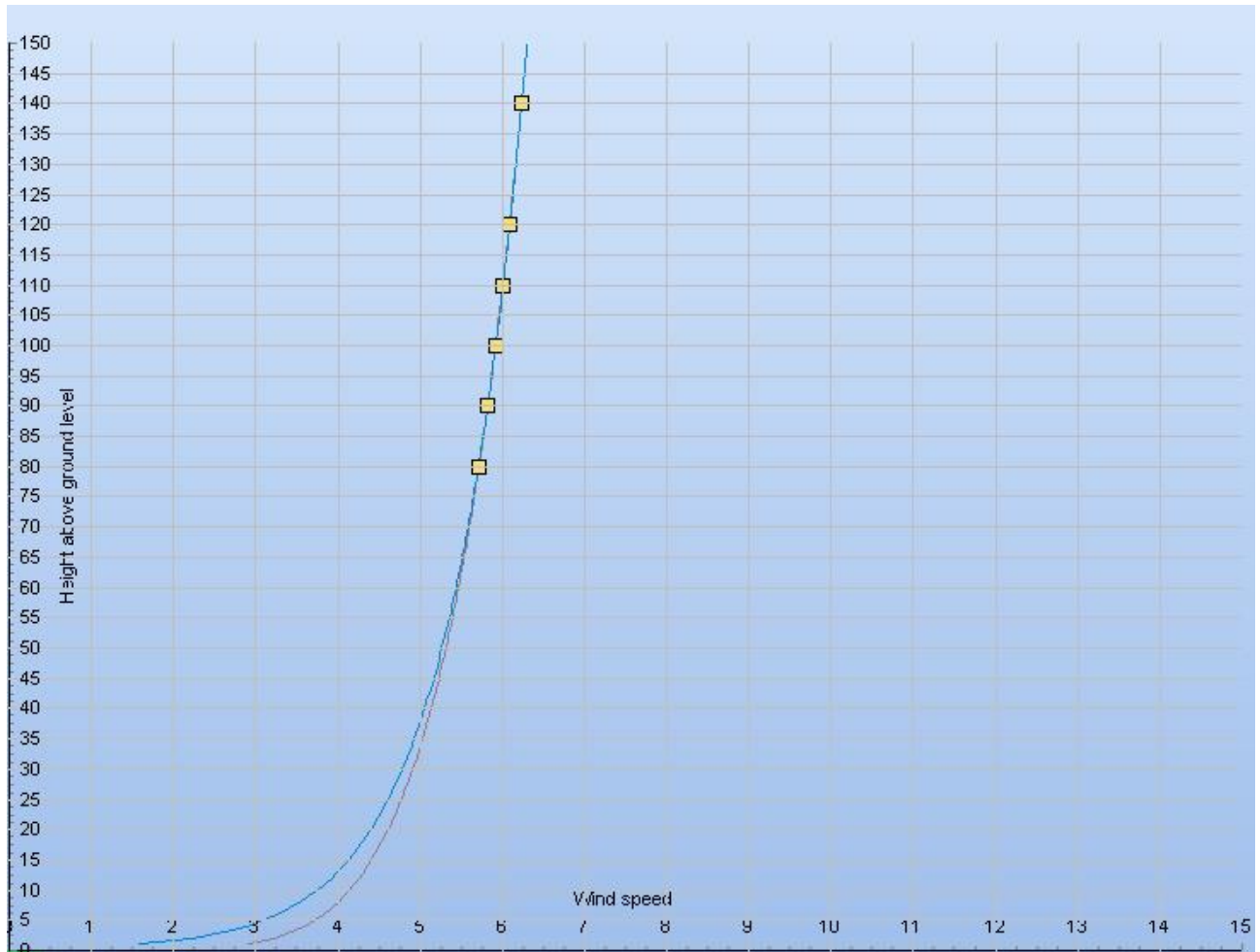


Figura 11: Profilo verticale del vento

Regime di ventosità di lungo termine

La distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento è stata derivata e utilizzata ai fini del calcolo della produzione energetica sulla base della correzione di lungo termine e della estrapolazione verticale del vento, come descritto nelle precedenti sezioni.

Un sommario dei parametri principali dei risultati dati di lungo termine che sono stati utilizzati per il calcolo della produzione attesa del parco eolico è presentato nella seguente tabella.

Quota	Media m/s
100m	5,74
120m	5,92

Tabella 5: Velocità media del vento di lungo periodo nel punto di misura

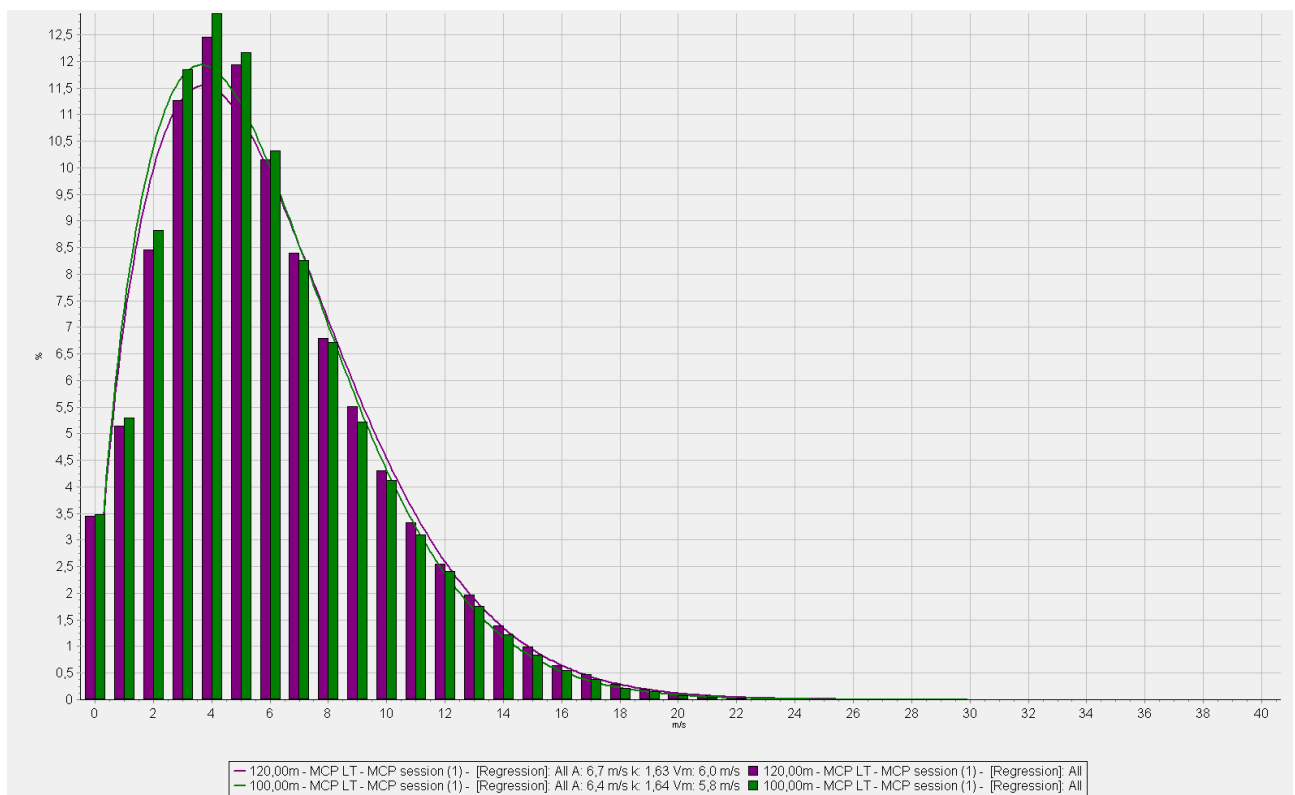


Figura 12: Distribuzione di frequenza e interpolazione di Weibull del vento di lungo periodo alle quote di 80 m, 100 m e 120 m

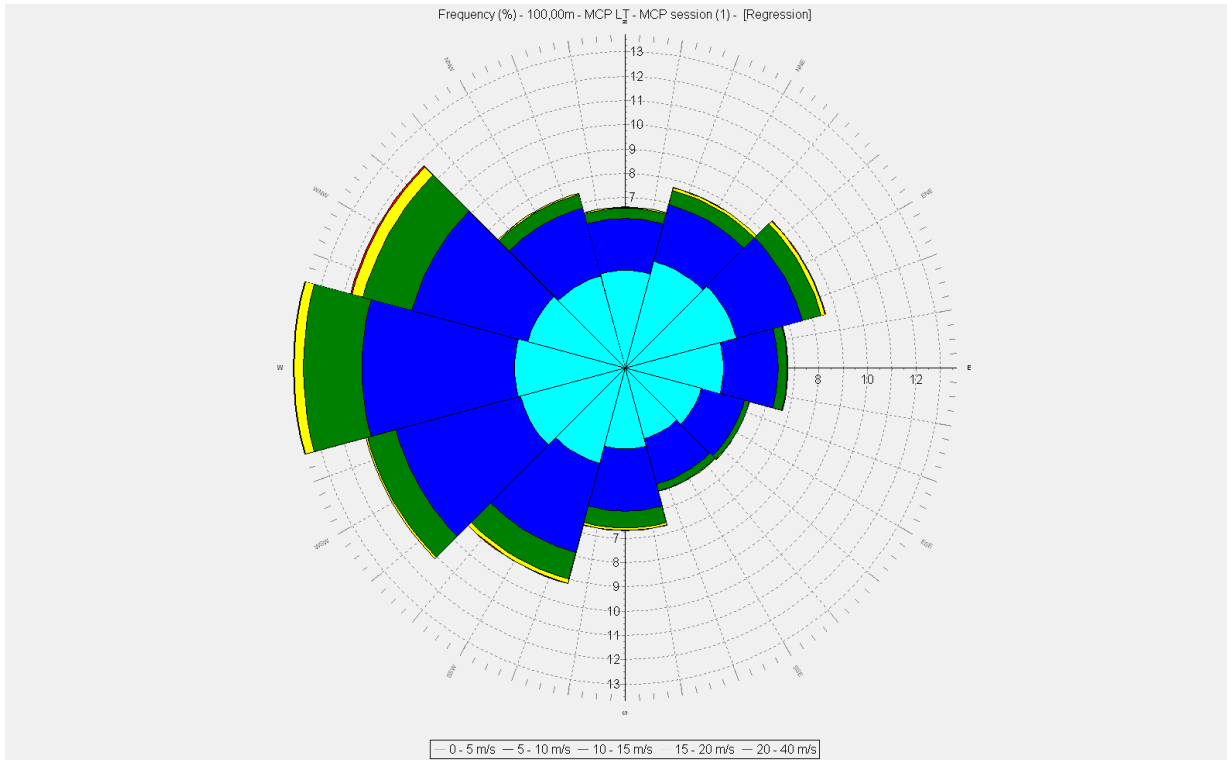


Figura 13: Rosa di frequenza del vento di lungo periodo alle quote di 80 m, 100 m e 120 m

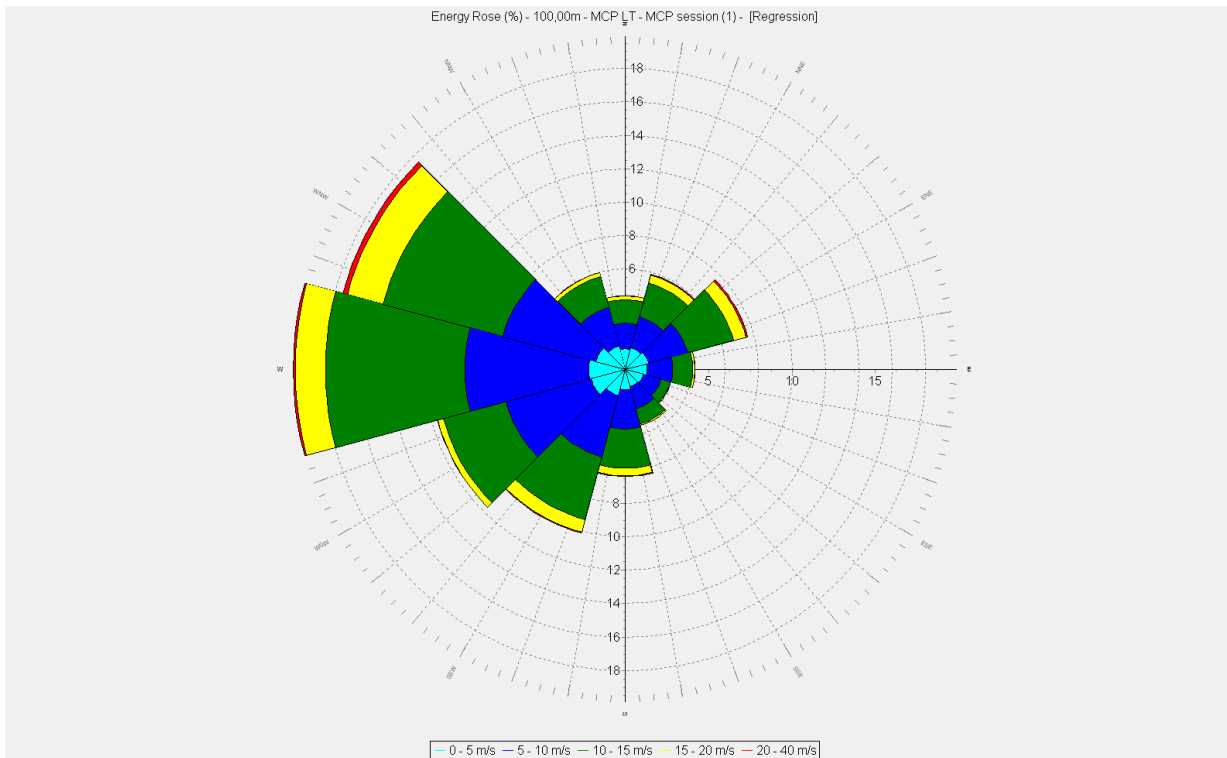


Figura 14: Rosa dell'energia del vento di lungo periodo alle quote di 80 m, 100 m e 120 m

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 21 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

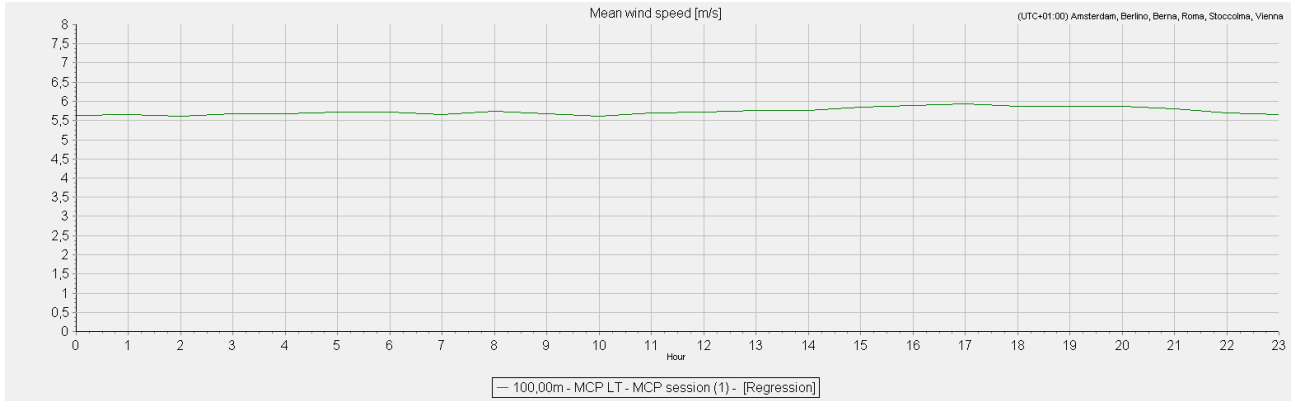


Figura 15: Velocità media del vento misurata in funzione delle ore del giorno misurata alle quote di 100 m e 120 m

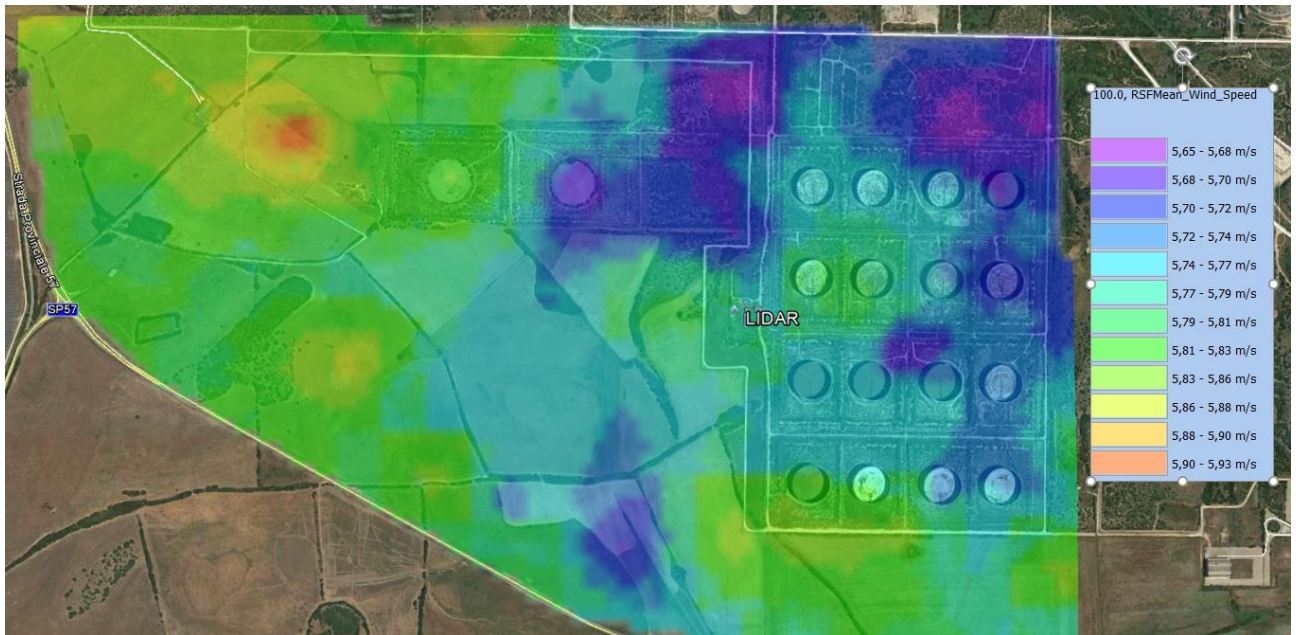


Figura 16: Mappa della risorsa eolica di lungo periodo ad altezza 120 m

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 22 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

2.4 Caratteristiche dell'aerogeneratore

La stima di produzione di energia di lungo periodo è stata effettuata utilizzando un aerogeneratore con le seguenti caratteristiche :

- Altezza mozzo: 119 m
- Diametro rotore: 165 m
- Potenza nominale: 5,67 MW

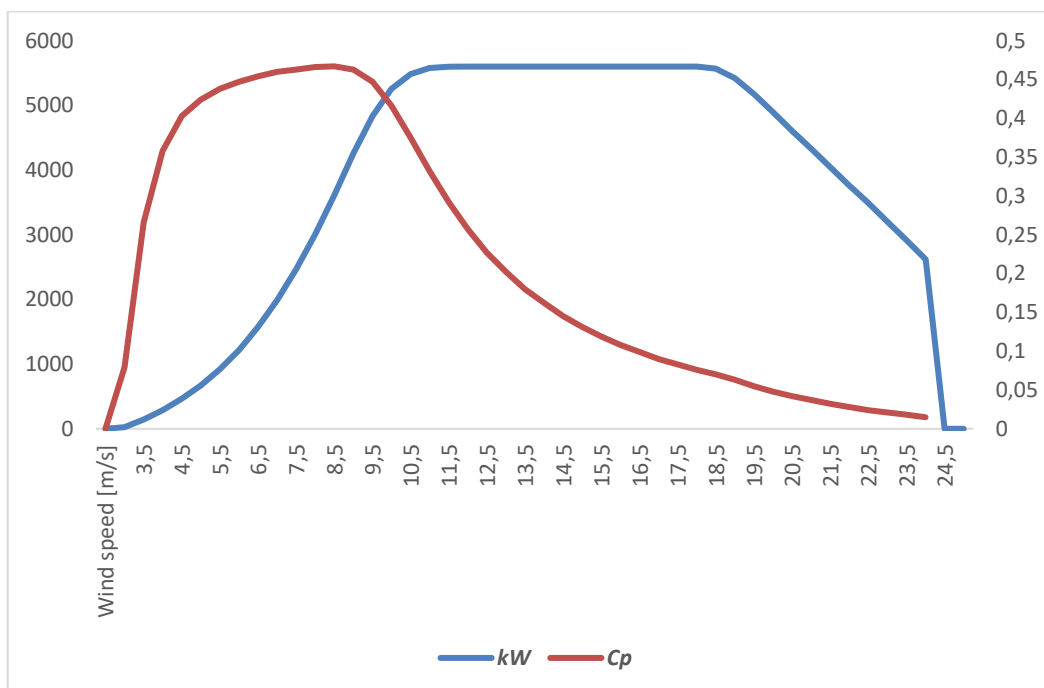



Figura 17: Curva di potenza e coefficiente di potenza CP della turbina eolica

2.5 Layout del parco eolico

I principali driver che hanno guidato nella scelta del layout sono:

- Selezione di aree prive di vincoli ostativi,
- Rispetto dei buffer di tutela da strade a scorrimento veloce (220m),
- Distanza da abitazioni residenziali (300m),
- Compatibilità con aree naturali e seminaturali identificate nel PPR,
- Distanza da elettrodotti e cavidotti fuori terra,
- Compatibilità con le opere previste dal POB,
- Selezione di aree precedentemente caratterizzate prive di superamenti di valori soglia CSC e CSR,

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 23 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

- Selezione di aerogeneratori di nuova generazione ad alta potenza specifica,
- Minimizzazione effetti scia tra aerogeneratori,
- Minimizzazione degli effetti di turbolenza tra aerogeneratori,
- Ottimizzazione della potenza installata e della produzione di energia dal parco eolico,
- Ottimizzazione delle opere accessorie all'impianto eolico,
- Compatibilità delle opere da realizzare con reticolo idrografico presente,
- Minimizzazione dei volumi di scavo,
- Massimo utilizzo in riporto dei terreni e rocce di scavo.



Figura 18: Layout del parco eolico in funzione dei driver di progetto



Figura 19: Layout del parco eolico

	Est	Nord
WTG1	443368	4519267
WTG2	443858	4518995
WTG3	443687	4519765
WTG4	444271	4519259
WTG5	444296	4519767
WTG6	444531	4518685

Tabella 6: Coordinate aerogeneratori (UTM32 WGS84)

Al fine di ottimizzare la produzione, ed evitare fenomeni di turbolenza indotta dalle scie risultanti dagli aerogeneratori, secondo le “best practice” di settore, la disposizione del layout è stata selezionata in modo da evitare l’allineamento entro la stessa direttrice del vento prevalente di uno o più aerogeneratori entro 5 diametri di rotore. Tale linea guida, è stata inoltre verificata, entro il termine di 3 diametri per ciascun aerogeneratore ubicato nei limiti delle direttrici del vento non prevalente.

2.6 Calcolo della produzione attesa del parco eolico

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 25 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

Modellazione del flusso del vento

La variazione della velocità del vento al sito è stata stimata utilizzando il software WAsP v12, sviluppato dal Dipartimento di Energia Eolica del Laboratorio Nazionale del Risø in Danimarca (DTU Wind Energy Department), mediante l'interfaccia del software WindPRO v3.3, sviluppato dalla società EMD della Danimarca. Il modello fluidodinamico del vento, inizializzato a partire dalle condizioni misurate nella posizione della torre anemometrica, è stato usato per predire la velocità del vento di lungo termine nelle posizioni dei singoli aerogeneratori.


WAsP è un software di tipo lineare che consente di effettuare l'estrapolazione sia verticale che orizzontale delle statistiche di ventosità sfruttando delle risorse computazionali limitate. Il software contiene una serie di modelli fisici che descrivono il comportamento del vento in funzione del tipo di terreno e della presenza di ostacoli. Il software costituisce l'implementazione della metodologia dell'Atlante del Vento e fornisce un ragionevole livello di accuratezza in presenza di territorio non complesso quale quello del sito industriale di Porto Torres.

Gli input di base per il modello WAsP sono i seguenti:

- Dati di ventosità di lungo termine,
- Mappa di rugosità,
- Mappa topografica,
- Mappa degli ostacoli e delle foreste (se necessario)

Di seguito è riportata una descrizione dettagliata dei vari input per il modello di simulazione di flusso del vento:

- È stata prodotta una mappa di rugosità delle dimensioni di circa 30 km x 30 km utilizzando mappe satellitari del sito. La validità di queste informazioni è stata inoltre verificata in occasione del sopralluogo effettuato nel febbraio 2017. Le aree di rugosità sono state caratterizzate da un valore di altezza di rugosità sulla base degli attuali standard,
- La mappa digitale del terreno, input fondamentale per la modellazione, è stata preparata da utilizzando le mappe satellitari SRTM con passo di 1 arco-secondo, al fine di ottenere una distanza minima di tutti gli aerogeneratori dai confini della mappa pari a circa 10 km in tutte le direzioni. Sono stati effettuati controlli di qualità sulla mappa topografica e non ha rilevato alcun problema relativo alla presenza di punti anomali. Le curve isolivello risultano di buona qualità e coincidono con le mappe di sfondo utilizzate come riferimento,
- Nelle immediate vicinanze del sito non sono state osservate importanti aree boschive. Sono state rilevate delle zone alberate distanti circa 2 km a ovest del sito. La presenza di queste aree non è tale da influenzare drasticamente il flusso di ventosità. Pertanto le zone alberate sono state considerate semplicemente come aree caratterizzate da un'altezza di rugosità, senza la necessità

 eni new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 26 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

di considerare alcuna altezza di spostamento dello strato limite nella posizione degli aerogeneratori proposti. Nelle aree più lontane dalla centrale eolica sono state individuate alcune aree di foresta ed alcuni centri abitati. La presenza di questi elementi è stata considerata nella mappa di rugosità. La presenza dei serbatoi esistenti è stata considerata perimetrando l'area come ostacoli ad alta densità al fine di correggere eventuali anomalie nelle misurazioni dei dati anemometrici.

Densità dell'aria

Le misure della temperatura in sito derivano da quelle effettuate dal LIDAR e corrette in base alla correlazione di lungo termine effettuata con i dati MERRA 2. Il valore della pressione è stato ricavato attraverso il modello standard utilizzato all'interno del software WindPRO.

La densità dell'aria è stata calcolata in base alle suddette temperature e pressione dell'aria ed è stata riportata ad altezza mozzo attraverso il software WindPRO attraverso la metodologia in linea con le raccomandazioni della IEC.

La densità dell'aria, calcolata considerando una temperatura media annuale di 17,2 °C a circa 24,7 m s.l.m., la quota di stazionamento dell'apparecchiatura LIDAR è pari a 1,21 Kg/m³.

Output

È stata effettuata una simulazione mediante il modello WAsP al fine di calcolare la variazione della ventosità al sito (speed-up) tra la posizione della LIDAR e le posizioni degli aerogeneratori. Questi speed-up sono stati utilizzati per correggere la distribuzione di frequenza di lungo termine, determinata in precedenza nella posizione della torre anemometrica, presso le posizioni degli aerogeneratori di ciascuno scenario preso in considerazione.

Modellazione dell'effetto di scia

Al fine di calcolare gli effetti di scia dovuti alla presenza degli aerogeneratori, ci si è avvalsi del modello N.O. Jensen (2005), supportato dall'interfaccia WindPRO v3.3 sviluppato dalla società EMD. In alcune condizioni ci sono delle limitazioni del modello N.O. Jensen; comunque, queste condizioni non sussistono nel caso del progetto considerato.

Si evidenzia che il modello di scia non tiene conto dell'analisi delle turbolenze indotte. L'analisi delle turbolenze indotte è stata considerata per le finalità dello studio delle condizioni climatiche del sito e della suitability degli aerogeneratori effettuata preliminarmente dai fornitori di aerogeneratori.

All'interno del calcolo dell'effetto scia è stata tenuta in considerazione la presenza di altri parchi eolici già presenti nei pressi dell'area industriale di Porto Torres.

Producibilità energetica P50

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 27 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

La P50 è intesa come la previsione di produzione annuale che verrà superata con una probabilità del 50%.

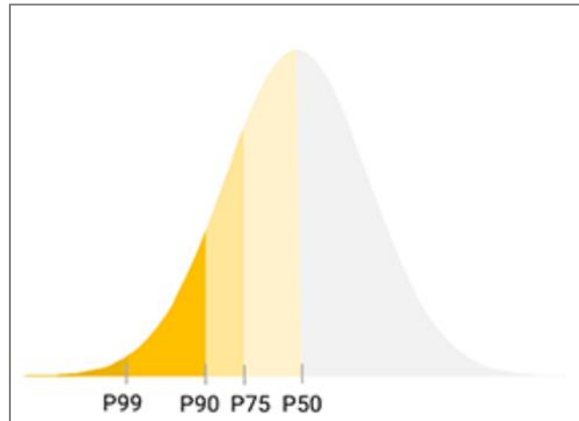


Figura 20: P50, P75, P90 e P99 su curva di distribuzione gaussiana della probabilità

I risultati della valutazione di producibilità energetica sono mostrati nella tabella seguente.

L'output del modello di calcolo fluidodinamico consiste nella produzione netta ai morsetti degli aerogeneratori. Al fine di valutare la produzione lorda consegnata in rete, è necessario considerare vari fattori di perdita che intervengono nel ridurre la produzione, meglio identificati anch'essi nella sottostante tabella.


POTENZA INSTALLATA MW	34
DIAMETRO ROTORE m	165
ALTEZZA MOZZO m	119
GROSS AEP GWH/ANNO	89,9
PERDITE IN SCIA %	92,50%
DISPONIBILITA'	96,61%
WTG	97,00%
BOP	99,80%
RETE	99,80%
EFFICIENZA ELETTRICA	98,00%
AUTOCONSUMI	100,00%
PERDITE DI RETE	98,00%
RENDIMENTO AEROGENERATORI	99,58%
CURVA DI POTENZA	100,00%
ISTERESI VENTOSITA'ESTREMA	99,98%
CONDIZIONI MICROCLIMATICHE	100,00%
CALO PRESTAZIONE	99,60%
CONDIZIONI AMBIENTALI	99,40%

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 28 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01


USURA	99,50%
USURA CONDIZIONI GHIACCIO	100,00%
SPEGNIMENTO GHIACCIO	100,00%
SPEGNIMENTO PER TEMPERATURA	99,90%
MODIFICAZIONI VEGETAZIONE IN SITO	100,00%
LIMITAZIONI POTENZA	100,00%
LIMITAZIONE PER SETTORI DIREZIONALI	100,00%
LIMITAZIONE POTENZA OPERATORE RETE	100,00%
ALTRO	100,00%
EFFICIENZA TOTALE	86,69%
P50 AEP GWH/ANNO	77,98

Tabella 7: Producibilità energetica P50 ed efficienza totale del parco eolico

- Il progetto è caratterizzato da **effetti scia** interni ed esterni. Questi sono suddivisi in 3 sotto categorie:
 - Interno: perdite dovute alla disposizione delle macchine,
 - Esterno: perdite dovute alla presenza di turbine in esercizio appartenenti ad altri impianti,
 - Futuro: perdite dovuto allo sviluppo di ulteriori impianti eolici nelle vicinanze, che siano in fase di progetto o in fase di costruzione ma non ancora in esercizio. Il contributo di impianti futuri non è stato considerato data l'incertezza relativa alla realizzazione degli stessi.
- La **disponibilità** si considera come la perdita associate alla non operatività degli aerogeneratori, degli ausiliari d'impianto (BoP) e della rete elettrica, a causa di errori di funzionamento oppure a causa di manutenzione programmata o straordinaria.
 - La disponibilità della turbina tiene conto della disponibilità media dovuta a operazioni di manutenzione di routine, errori e malfunzionamenti dei componenti, che ricadano all'interno o all'esterno dei casi di responsabilità del costruttore. Sono stati considerati dei valori tipicamente garantiti dai costruttori per turbine simili a quelle considerate nel progetto,
 - La disponibilità dei sistemi ausiliari (BoP) è connessa prevalentemente alla disponibilità del Sistema elettrico per l'esportazione dell'energia, dal punto di raccolta fino al punto di consegna. È stato tenuto in considerazione un valore di medio tra i parametri forniti da i produttori,
 - La disponibilità della rete elettrica tiene conto della disponibilità della connessione che non ricade sotto la responsabilità del proprietario dell'impianto, ma inficia sulla produzione elettrica esportata. È stato tenuto in considerazione un valore rappresentativo della regione.


 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 29 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

- Una **perdita elettrica** si verifica tra il terminale a bassa tensione di ciascun aerogeneratore e il punto di consegna dell'impianto eolico, tipicamente posizionato all'interno di una stazione di controllo della centrale.
 - Le perdite di rete, ossia le perdite elettriche interne dal trasformatore al punto di consegna, includono perdite interne dei trasformatori dentro la turbina, del generatore, del cablaggio e della sottostazione. Le perdite energetiche a partire dal limite di batteria di ciascun aerogeneratore fino al punto di connessione sono state calcolate in base alla potenza dissipata per effetto Joule lungo le linee elettriche MT di connessione. Gli elettrodotti risultano infatti gli unici elementi dissipativi interposti fra i quadri MT a bordo macchina degli aerogeneratori e il punto di connessione e misura. Il calcolo della potenza persa per effetto Joule è stato fatto a partire dai parametri resistivi dei cavi MT previsti e considerando un regime di funzionamento continuo prossimo a quello nominale per gli aerogeneratori. Tale assunzione che ha portato ad un valore stimato pari al 2%, risulta cautelativa, considerando il fatto che i generatori lavoreranno solo per una percentuale del tempo a pieno regime con una conseguente diminuzione delle correnti transianti negli elettrodotti e una conseguente riduzione della potenza dissipata per effetto Joule,
 - Autoconsumo: tiene conto del consumo di elettricità dell'aerogeneratore durante il normale esercizio. Si è ipotizzata una perdita nulla, equivalente a un valore di 100% di efficienza, in quanto l'autoconsumo è stato preliminarmente stimato come trascurabile.
- Le **prestazioni delle turbine** eoliche sono variabili e dipendono in larga parte dalle condizioni climatiche al sito. Considerato che queste ultime sono molto variabili, è chiaro come sia particolarmente difficile utilizzare una curva di potenza che sia rappresentativa del sito.
 - Curva di Potenza: queste perdite sono determinate tenendo conto che la turbina non riproduce le prestazioni della curva di potenza ottenuta da test di misurazione specifici. È stato considerato un valore pari a 100.0% ipotizzando una corretta ottimizzazione della macchina da parte del costruttore per il sito in esame;
 - Isteresi della velocità: perdite dovute alla produzione energetica causate dall'esercizio della macchina durante l'avvicinarsi di venti molto variabili in termini di velocità, che oscillano tra la velocità di cut-off e quella di restart;
 - Condizioni microclimatiche: Presso alcuni siti possono verificarsi delle condizioni climatiche che differiscano profondamente dalle condizioni dei siti di riferimento, ad esempio (i) densità dell'aria o umidità; (ii) intensità della turbolenza al di fuori del range ottimale, tipicamente pari a 10-15 %; (iii) angolo d'incidenza verticale; (iv) profilo di velocità del vento, che potrebbe non essere simile a quello rilevato durante la misurazione della

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 30 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

curva di potenza. Sulla base di queste considerazioni si è valutato che non si verificheranno perdite dovute a questi effetti;

- Usura: normalmente si osserva una degradazione nel tempo delle prestazioni della macchina, tipicamente dovuta a problemi legati all'hardware e al software che possono portare gli aerogeneratori ad operare in condizioni non ottimali nei primi anni di esercizio.
- Le **perdite ambientali** sono costituite generalmente da riduzione delle prestazioni o di disponibilità legate all'ambiente in relazione a:
 - Degradazione per sporco sulle pale – tiene conto dell'accumulo di insetti, polvere e generica degradazione della superficie palare. Questo valore è basato sulla posizione del progetto e sull'esperienza maturata sulla base di studi di prestazione di lungo periodo,
 - Usura per ghiaccio – determinate dalla degradazione aerodinamica delle pale a causa della presenza del ghiaccio (formazione di ghiaccio sulle pale o sugli anemometri di navicella). Il valore considerato è basato sulla posizione del progetto e sulla base di variazioni di temperatura. Non è stato identificato alcun evento di formazione di ghiaccio al sito sulla base della campagna anemometrica,
 - Spegnimento per ghiaccio e fulmini – perdita correlata alla disponibilità della macchina nella quale le turbine sono tecnicamente operative, ma non in produzione a causa di (i) episodi di accrescimento del ghiaccio sulle pale (ii) fulmini impattanti sulla navicella o sulle pale che causano l'interruzione del funzionamento. Si ritiene che queste perdite siano trascurabili in relazione alla posizione del progetto,
 - Spegnimento per temperatura – perdita correlata alla disponibilità della macchina dove le turbine sono tecnicamente operative, ma non in produzione a causa di temperature ambientali al di fuori del range operativo di funzionamento. Si ritiene che non si verifichino questo tipo di perdite in relazione alla posizione del progetto,
 - Modificazioni vegetazione in sito – perdite correlate alla mutazione dello scenario futuro del sito, dovuto alla crescita o alla rimozione di alberi nei pressi delle posizioni degli aerogeneratori. Infatti la presenza degli alberi viene considerata nell'analisi di ventosità e ha la capacità di influenzare la produzione energetica. Si ritiene che non ci saranno mutazioni di rilievo nello scenario del sito.
 - Le **perdite per limitazione** sono dovute a una singola turbina o a tutto l'impianto eolico quando la produzione energetica viene ridotta a causa di:
 - Limitazioni per settori direzionali, imposta dal costruttore per salvaguardare la sicurezza dell'esercizio delle macchine in funzione dell'analisi dei carichi delle macchine. Dal momento che i fornitori non hanno fornito pareri negativi in merito alla disposizione del layout, non sono stati valutati impatti sulla produzione del parco eolico,

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 31 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

- Limitazioni potenza operatore di rete imposte dal gestore della rete elettrica attraverso una richiesta di riduzione della Potenza Attiva o di una richiesta di assorbimento o produzione di Potenza Reattiva. Non essendo note particolari limitazioni del distributore sulla rete esistente è stato considerato un valore nullo,
- Altro, impatto sonoro, visivo e altri, possono influire sulla produzione energetica a causa dell'implementazione di strategie richieste per la mitigazione degli impatti. Essendo l'area di interesse caratterizzata da un contesto industriale, non si è ipotizzata nessuna limitazione aggiuntiva.

Producibilità energetica P75 e P90

La P75 è intesa come la previsione di produzione annuale che verrà superata con una probabilità del 75%.

La produzione energetica è caratterizzata da un certo numero di **incertezze**, attribuite sia alla velocità del vento che all'energia prodotta, che contribuiscono alla stima della P75 e della P90.

INCERTEZZE MISURA DEL VENTO	
ERRORI DI MISURA IN SITO	2,20%
ERRORI DI MISURA CORRELAZIONE	2,20%
ERRORI ESTRAPOLAZIONE VERTICALE	0%
VARIABILITA'CLIMATICA	2,40%
MODELLO FLUIDODINAMICO	1,80%
SUBTOT. ERRORI MISURA VELOCITA' VENTO	4,40%
INCERTEZZE SULLA PRODUZIONE	
SUBTOT. ERRORI MISURA RISORSA ENERGETICA	7,70%
RENDIMENTO IMPIANTO E PERDITE	1,80%
P75/P50	94,4%
P75 GWH/anno	73.6

Tabella 8: Producibilità energetica P75 e stima delle incertezze

Sono state considerate sei categorie di incertezza, cinque delle quali sono incertezze sulla velocità del vento. Al fine di convertire l'incertezza sulla velocità in incertezza sull'energia è stata effettuata un'analisi di perturbazione della velocità. In questa analisi, la media della velocità del vento è stata ridotta di una percentuale pari al 3,7%. La riduzione percentuale della velocità produce una riduzione percentuale della produzione energetica in maniera proporzionale; il rapporto tra queste due percentuali costituisce il cosiddetto Rapporto di Sensitività.

I valori riportati nella tabella sopra riflettono l'analisi dell'incertezza, condotta sulla base delle informazioni fornite, al fine di stimare la deviazione standard e i diversi intervalli fiduciarci rispetto alla stima centrale dell'energia P50.


Adoperando il Rapporto di Sensitività, che rappresenta la variazione della produzione del parco eolico in funzione della variazione del vento, le incertezze della velocità sono state convertite in incertezze

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 32 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

dell'energia; tutti i valori sono stati sommati sotto radice quadrata secondo l'ipotesi tale per cui tutti gli errori sono indipendenti e distribuiti normalmente.

Ciascun elemento fonte di incertezza è descritto in dettaglio qui di seguito.

- L'incertezza sull'**accuratezza dei dati** riflette la qualità dei dati disponibili al sito. Ciò è correlato alla tipo di strumentazione di misura, alla calibrazione dei sensori, agli effetti del montaggio dei sensori, qualità dei dati utilizzati e problemi di consistenza. È stata considerata un'incertezza di 2,0% sulla base del processo di validazione condotto.
- Esiste un'incertezza associata al **regime di ventosità di lungo termine** ossia all'ipotesi tale per cui i dati disponibili (misurati e di riferimento) siano rappresentativi del clima storico. Ciò include la variabilità del clima attesa come funzione del periodo di riferimento di lungo termine, la correzione di lungo termine, la consistenza dei dati di lungo periodo, e la variabilità della distribuzione di frequenza del vento.
 - Periodo storico – è l'incertezza associata all'ipotesi di rappresentazione del clima storico sulla base dei dati disponibili nell'analisi. È una combinazione del periodo di dati misurati e di quello dei dati di riferimento. È stato calcolato un valore pari a 1,6%. Ciò si basa su una variabilità annuale di 6,0 % e su un periodo di riferimento pari a 14 anni,
 - Correzione di lungo periodo – è l'incertezza associata alla correzione della velocità del vento media, inclusa la consistenza delle misure e la bontà della correlazione tra il sito e la fonte di riferimento. L'incertezza di correlazione è dunque legata alla lunghezza della campagna di misura al sito e alla dispersione della correlazione. È stato calcolato un valore di 3,0%. Questo risultato si basa sull'applicazione del metodo Monte Carlo per lo studio del grafico di dispersione statistica, sui risultati della tecnica MCP, e sull'incertezza dei dati di riferimento,
 - Distribuzione di frequenza – è l'incertezza legata alla descrizione della distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento al sito. È stato considerato un valore pari a 0,0%,
 - Sintesi dei dati – è l'incertezza legata al processo di sintesi dei dati necessario a riempire eventuali buchi di dati verificatisi durante la campagna di misura. È stato considerato un valore pari a 0,0%.
- L'**estrapolazione verticale** (lungo l'asse Z) dei dati, misurati alla massima altezza disponibile nella torre anemometrica, richiede un'operazione che interessa la distribuzione di velocità e direzione del vento con l'ipotesi che la distribuzione del vento sia simile a quella utilizzata durante la determinazione della curva di potenza del vento. Si tiene conto anche dell'accuratezza dell'altezza degli anemometri utilizzati per la valutazione del profilo di velocità del vento.

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 33 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

- Estrapolazione ad altezza mozzo. È stato stimato un valore compreso tra 0,5% e 0,9% per l'altezza del mozzo proposte. Questo valore è basato principalmente sulla differenza tra l'altezza del mozzo proposta e l'altezza massima di misura, le condizioni di ventosità locali, la variabilità del profilo di velocità del vento, l'influenza di eventuali ostacoli nei pressi della torre anemometrica,
- Accuratezza delle altezze di misura. È stato stimato un valore di 0,5%. Questo valore è basato sull'impressione di accuratezza percepita e sull'analisi di sensitività,
- **Regime di ventosità futuro (variabilità)**. Anche se il clima storico risulta perfettamente definito, esiste comunque un'incertezza associata alla previsione del clima nel futuro e alla situazione in cui le vere condizioni di lungo periodo si verificheranno durante la vita attesa del progetto (generalmente oltre i 10 anni). Ciò dipende in larga parte dalle fluttuazioni della ventosità annuale (media della velocità / distribuzione).
 - Variabilità annuale – l'incertezza associata alla variabilità di un periodo specifico nel futuro rispetto alle condizioni di lungo periodo. È stato calcolato un valore di 1,9 %. Ciò si basa su una variabilità annuale pari al 6,0 % (ipotesi standard per il Nord Europa) e la previsione futura in 10 anni,
 - Cambiamento climatico – l'incertezza legata alla tendenza di lungo periodo a causa del cambiamento climatico. Non è stato tenuto conto di questo fattore a causa della mancanza di opportuno materiale di ricerca su questo argomento,
 - Distribuzione di frequenza futura – l'incertezza associata alla variabilità della distribuzione di velocità del vento di anno in anno. È stato stimato un valore di 0,0%. Questo valore è stato calcolato sulla base dello studio di sensitività con distribuzioni alternative.
- **Modellizzazione del flusso di ventosità**. L'estrapolazione delle condizioni dalla posizione della torre anemometrica alla posizione degli aerogeneratori è spesso una delle fonti di incertezza maggiori legata al modello utilizzato e agli input che non sono legati alla ventosità.
 - Input del modello – incertezza risultante da errori nel modello del flusso del vento, per esempio legati a mappe inaccurate, rugosità o ostacoli errati etc. È stato stimato un valore di 1,8%. Questo valore è stato stimato sulla base dell'accuratezza delle mappe e della rugosità;
 - Estrapolazione orizzontale – incertezza risultante da errori nel modello del flusso del vento funzione della complessità del terreno e flusso del vento locale, distanza tra misurazioni e posizione delle turbine, presenza di pendenze significative che possono causare distacco del flusso, effetti termici etc. È stato stimato un valore di 1,0%.

 new energy Eni New Energy SpA	ID Documento Committente SY2400FGCZ00138	Pagina 34 / 34	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CS-FS	01

- Esiste un'incertezza significativa legata al calcolo, alla stima o all'assunzione di ciascuno dei **fattori di perdita** presentati nella Sezione 5.6. Le incertezze considerate tengono conto di qualunque obbligo contrattuale conosciuto o atteso, così come della grandezza delle perdite e delle informazioni a supporto di questi risultati. Si sottolinea che la grandezza delle perdite può essere in alcuni casi più piccola dell'incertezza associata. Tutte queste considerazioni sono state considerate accuratamente nella modellazione delle incertezze.