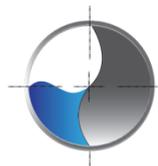


PROGETTO CAMPO EOLICO OFFSHORE A SUD DELLA CALABRIA

RELAZIONE TECNICA ANALISI DELLA PRODUCIBILITA' DEL SITO

00	26/11/2021	PRIMA EMISSIONE	TCN	TCN	REPOWER
REV.	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO



TECNOCONSULT
ENGINEERING CONSTRUCTION SRL

Registered and Operating office: 61032 Fano (PU) Italy - Via Einaudi 20 C - Ph + 39 0721 855370 - 855856 Fax +39 0721 855733

Document Title:

**RELAZIONE TECNICA ANALISI DELLA
PRODUCIBILITA' DEL SITO**

Job No.

00-0000

Document No.

00-0000

Rev. No.

00

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE	5
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	6
3	INQUADRAMENTO DELL'AREA	7
4	METODOLOGIA – MODELLI NUMERICI	8
5	INPUT TOPOGRAFICI	9
5.1	MAPPA OROGRAFICA	9
5.2	MAPPA DI RUGOSITÀ.....	9
6	ANEMOMETRIA E MISURAZIONE DELLA FONTE PRIMARIA	10
6.1	NEW EUROPEAN WIND ATLAS.....	10
6.2	PUNTI ESTRATTI DAL NEWA	10
6.3	CONDIZIONI CLIMATICHE DELL'AREA	11
7	DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI	12
7.1	ANALISI DELLA CURVA DI POTENZA	13
8	SETTAGGIO DEL MODELLO	15
8.1	CLIMATOLOGIA	15
8.1.1	NEWA P1.....	15
8.1.2	NEWA P2.....	16
8.1.3	NEWA P3.....	16
8.2	SETUP DEL MODELLO 3D	17
8.3	SIMULAZIONI.....	18
8.4	LAYOUT DELL'IMPIANTO	18
9	CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	20
9.1	MODELLO DI SCIA E VALUTAZIONE DELLE PERDITE.....	20
9.2	MAPPA DELLE RISORSE DI VENTO	21
9.3	PERDITE PER EFFETTO DI SCIA.....	22
10	CALCOLO DELLA RESA ENERGETICA	24
11	RESA ENERGETICA P50	26
12	CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI	27
13	RIFERIMENTI	28

Indice delle figure

Figura 3.1 – Inquadramento geografico del campo eolico.....	7
Figura 4.1 – Diagramma di flusso per la valutazione dell’AEP utilizzando WindSim11.0.....	8
Figura 6.1 – Posizione estratti dal NEWA sulla mappa satellitare con distanza da costa e dal campo eolico	11
Figura 7.1 – V236-15.0MW.....	12
Figura 7.2 – Grafico di potenza e coefficiente di spinta della turbina.....	14
Figura 8.1 – P1 - Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra).....	15
Figura 8.2 – P2 - Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra).....	16
Figura 8.3 – P3 - Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra).....	16
Figura 8.4 – Risoluzione orizzontale e verticale della griglia utilizzata per la definizione del modello.....	17
Figura 9.1 – Mappa delle velocità del vento (m/s) all’altezza di 150m	21
Figura 9.2 – Perdite di scia delle turbine divise in file in base al layout.....	22
Figura 9.3 – Perdite di scia (wake model 2).....	23
Figura 10.1 – Riassunto delle perdite, velocità media al mozzo e AEP per ogni fila del layout	25

Indice delle tabelle

Tabella 6.1 – Posizione geografica dei punti estratti dal NEWA	10
Tabella 7.1 – Principali caratteristiche tecniche dell’aerogeneratore	13
Tabella 7.2 – Caratteristiche tecniche della turbina necessarie per la producibilità	13
Tabella 7.3 – Wind speed, potenza e coefficiente di spinta della turbina	14
Tabella 8.1 – P1-Velocità vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore.....	15
Tabella 8.2 – P2-Velocità vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore.....	16
Tabella 8.3 – P3-Velocità vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore.....	16
Tabella 8.4 – Spaziatura della griglia e numero di celle nel modello	17
Tabella 8.5 – Distribuzione dei primi 10 nodi nella direzione z, a partire dal livello del terreno, relative alla posizione con minimo e massima elevazione.....	17

Tabella 8.6 – Parametri di risoluzione del modello	18
Tabella 8.7 – Coordinate geografiche delle turbine	19
Tabella 10.1 – Risultati del calcolo di producibilità	24
Tabella 10.2 – Riassunto risultati di producibilità del campo eolico	25
Tabella 11.1– Calcolo resa energetica.....	26

1 INTRODUZIONE

L'incremento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti legato allo sfruttamento delle fonti energetiche tradizionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici offshore.

L'Italia è una penisola circondata da immensi spazi di mare che offrono una ventosità maggiore rispetto alla terraferma. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un parco eolico offshore sono generalmente inferiori rispetto a quelli generati da un campo eolico a terra.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni locali nelle aree di installazione.

La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi delle condizioni di vento in termini di velocità ma anche delle sue direzioni prevalenti disponibili.

Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale.

Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare, è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a diversi chilometri dalla costa.

Il progetto prevede l'installazione offshore di 33 aerogeneratori di potenza nominale di 15000 kW cadauno per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 500 MW ad una distanza minima di circa 61.8km dalle coste calabresi (Capo Rizzuto).

2 SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le principali caratteristiche anemologiche e la stima di producibilità per la proposta di installazione di un impianto eolico offshore nel mar Mediterraneo, nello specchio di mare a sud della Calabria.

3 INQUADRAMENTO DELL'AREA

L'area dove si intende effettuare la costruzione del parco si trova nel braccio di mare a sud della Calabria al di fuori delle 12 miglia nautiche.

La zona prescelta per il parco eolico ha un profilo batimetrico con profondità comprese tra circa 1680 e 1860 metri. Essendo in presenza di profondità molto elevate è necessario ricorrere all'utilizzo della tecnologia di fondazione galleggiante.

Il layout dell'impianto è situato ad una distanza minima di circa 61.8km da Capo Rizzuto e 74.8km da Monasterace Marina.

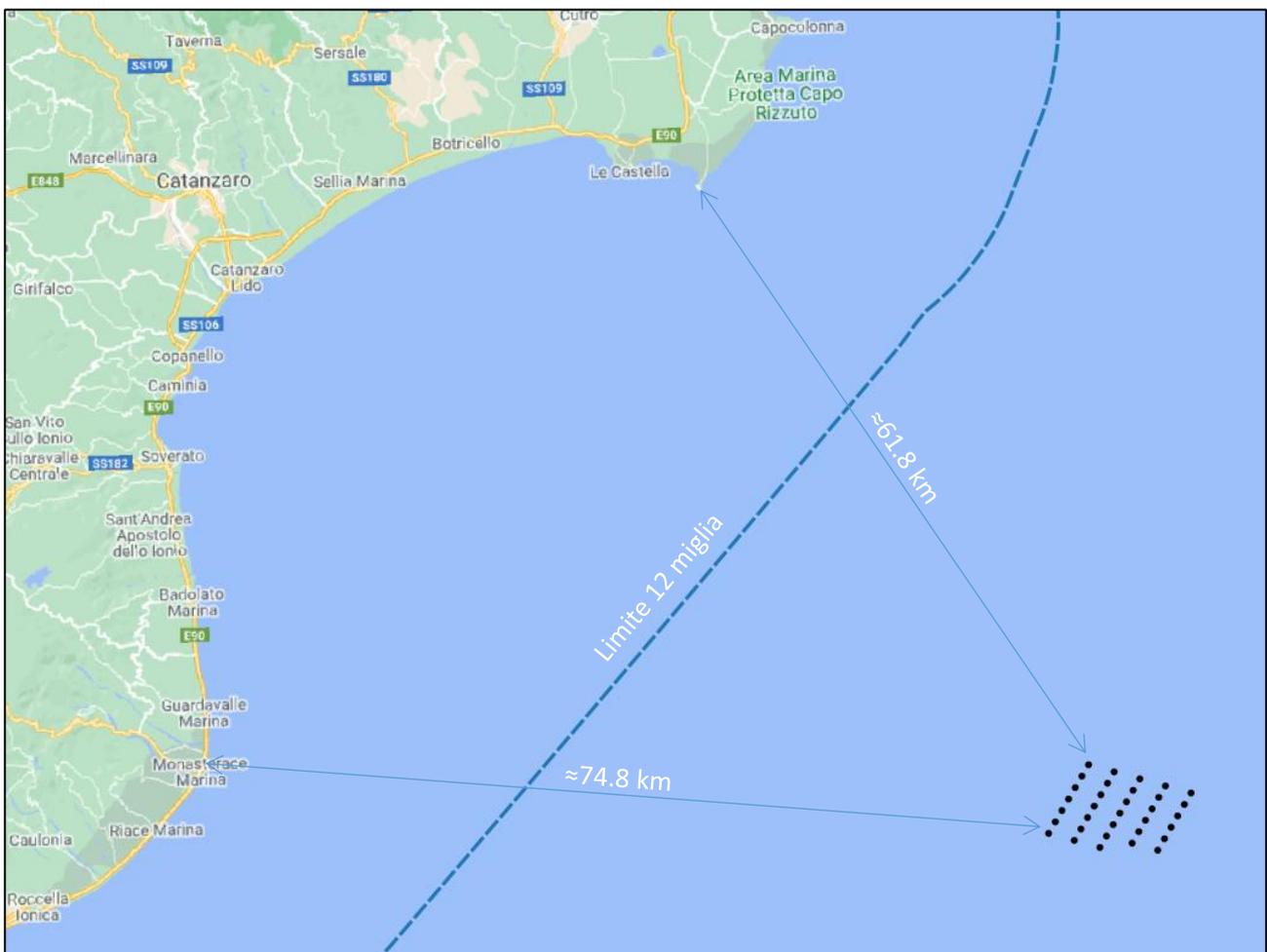


Figura 3.1 – Inquadramento geografico del campo eolico

4 METODOLOGIA – MODELLI NUMERICI

Per condurre lo studio della producibilità dell'impianto (AEP) è stato utilizzato l'approccio numerico basato sul software Windsim, uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibili sul mercato.

Windsim è un software di micro-siting basato sul CFD (Computational Fluid Dynamics).

La modellazione numerica del flusso, basata sulla fluidodinamica computazionale, viene utilizzata per trasferire le condizioni del vento da uno o più punti di misurazione alle posizioni della turbina eolica all'altezza del mozzo o in qualsiasi altra posizione all'interno del parco eolico, ottenendo quindi una mappa tridimensionale delle risorse eoliche ad alta risoluzione.

Il campo di vento locale è influenzato dal terreno. Queste informazioni vengono fornite al software tramite un modello digitale del terreno che include i dati di altezza e rugosità del terreno. I dati del terreno vengono utilizzati per stabilire un dominio in cui le equazioni RANS (Reynolds Averaged Navier – Stokes) vengono risolte numericamente. Vengono eseguite 12 simulazioni RANS per avere un campo del vento per ogni direzione del vento.

Le condizioni di vento medie attese nel sito vengono poi utilizzate per scalare le simulazioni e ottenere la risorsa eolica nel dominio 3D.

La produzione lorda di energia è la produzione di energia del parco eolico calcolata dalla distribuzione prevista della velocità del vento a flusso libero all'altezza del mozzo di ciascuna turbina. La curva di potenza della turbina viene corretta in base alla densità media dell'aria nel sito.

La velocità del vento a valle della turbina eolica viene però ridotta. Man mano che il flusso procede ulteriormente, la scia si sta diffondendo e recupera verso condizioni di flusso libero. L'effetto "wake" viene calcolato da un modello analitico di scia fornendo quindi la potenziale produzione di energia annua.

A questa vengono poi sottratte le perdite di altra natura per stimare la P50. La P50 è la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata.

La panoramica dei processi descritti è mostrata nella figura di seguito:

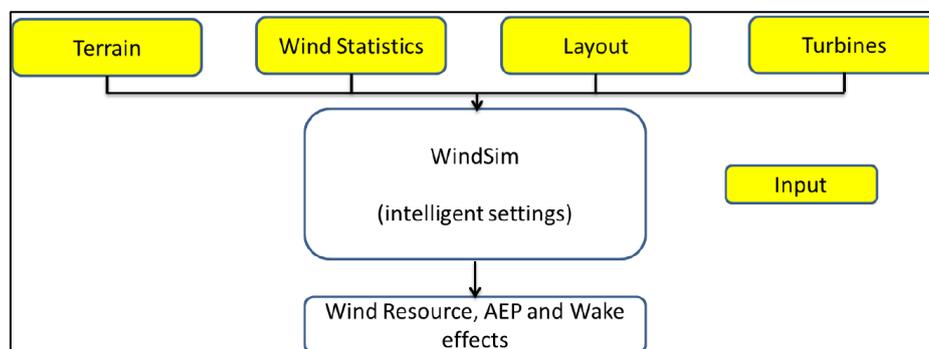


Figura 4.1 – Diagramma di flusso per la valutazione dell'AEP utilizzando WindSim11.0

5 INPUT TOPOGRAFICI

La mappa digitale necessaria alla modellazione del flusso del vento copre un'area di 38x38 km e comprende la caratterizzazione della rugosità e dell'orografia del terreno.

5.1 Mappa orografica

La mappa dell'orografia del terreno è stata ottenuta dal sensore remoto Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER) con una risoluzione spaziale di 1 arcsec.

5.2 Mappa di rugosità

La rugosità superficiale, determinate principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Le informazioni di rugosità per la mappa digitale sono state estrapolate dal progetto "Corine Land Cover 2006" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre.

6 ANEMOMETRIA E MISURAZIONE DELLA FONTE PRIMARIA

6.1 New European Wind Atlas

Un fattore cruciale per lo sviluppo, l'ubicazione e il funzionamento di un impianto eolico è la capacità di valutare e caratterizzare le risorse eoliche disponibili.

La misurazione della ventosità a fini di produzione eolica si esegue con diverse metodologie, se non ci sono misure puntuali provenienti dai sistemi di misura quali gli anemometri, come in questo caso, è possibile utilizzare modelli sofisticati che analizzano dati meteorologici satellitari.

La valutazione delle risorse di vento è stata effettuata grazie all'utilizzo del database "New European Wind Atlas" (NEWA). Il NEWA è stato sviluppato con lo scopo di provvedere dati di vento con un'alta accuratezza per la regione dell'Europa e della Turchia.

La modellazione su mesoscala copre l'intera UE più la Turchia e 100 km al largo, nonché l'intero Mare del Nord e del Baltico. Il modello WRF è stato utilizzato nella configurazione sviluppata dal consorzio NEWA, con una spaziatura della griglia di 3 km e un periodo di simulazione di 30 anni (1989-2018).

6.2 Punti estratti dal NEWA

Sono stati estratti ed elaborati 3 punti all'altezza di 150m a pochi chilometri di distanza dall'area di progetto al fine di simulare al meglio le condizioni ventose del sito.

I dati elaborati coprono un arco temporale di 10 anni tra il 2009 e il 2018, dati sufficienti per poter validare un periodo idoneo allo scopo della valutazione del potenziale eolico del sito preso in esame. I valori di velocità orizzontale del vento e della direzione associata vengono restituiti ad intervalli temporali di 30 minuti.

I dati estratti dal NEWA possono ritenersi rappresentativi di tutta l'area interessata alla realizzazione dell'impianto se tali sono a considerevole distanza da ostacoli o irregolarità territoriali che modificano il flusso indisturbato della vena fluida.

Relativamente il parco eolico in oggetto sono stati estratti i dati in un'area prossima al futuro campo eolico. La ventosità rilevata nei punti di simulazione di misura risulta essere perfettamente rappresentativa dell'area d'interesse data la perfetta analogia in termini di orografia, rugosità (essendo in mare aperto) ed esposizione ai venti predominanti.

La tabella e la figura seguente mostrano le coordinate geografiche (UTM WGS84 Zona 33N) e la posizione su mappa dei punti estratti dal NEWA.

ID MAST	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]
P1	713249	4262220
P2	725615	4262171
P3	719377	4249881

Tabella 6.1 – Posizione geografica dei punti estratti dal NEWA

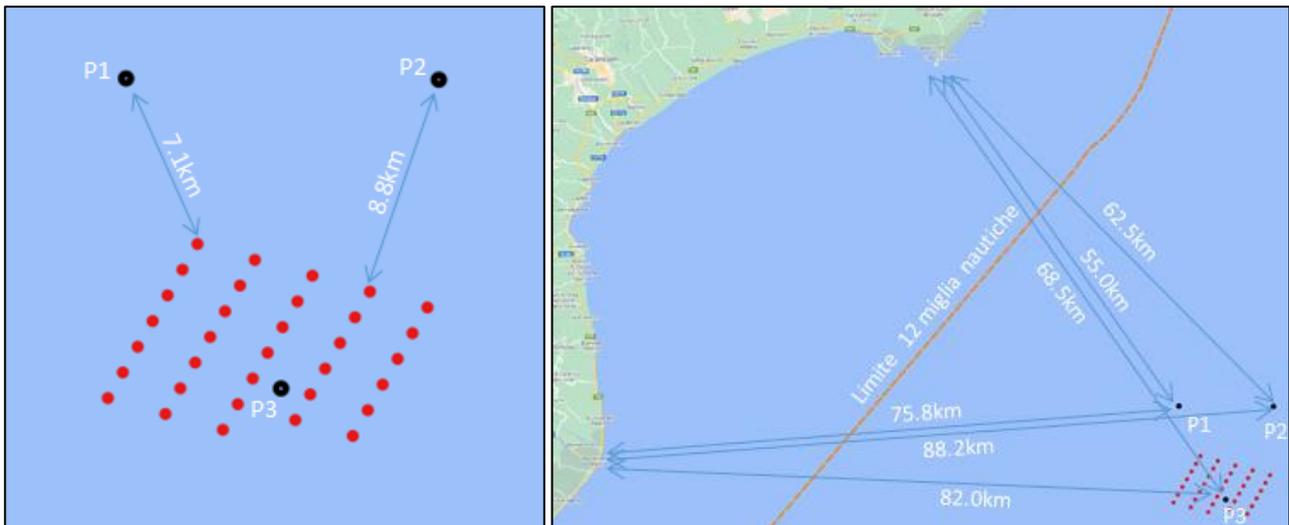


Figura 6.1 – Posizione estratti dal NEWA sulla mappa satellitare con distanza da costa e dal campo eolico

6.3 Condizioni climatiche dell'area

La temperatura media si attesta intorno ai 20.0°C. Considerando quindi un' altezza media sul livello del mare pari a 150 m, si dovrà considerare, per la densità dell'aria, un valore pari a 1,217 kg/m³.

7 DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI

L'impianto sarà costituito da 33 aerogeneratori.

L'aerogeneratore impiegato nel presente progetto è il modello V236-15.0MW della VESTAS. Ciascun aerogeneratore sarà tripala ad asse orizzontale. La potenza nominale dell'aerogeneratore è di 15000kW.

L'altezza della turbina può essere adattata a seconda del sito, per questo progetto è stata decisa un'altezza di 150m sul livello del mare.

In cima alla torre troverà alloggio la navicella cui è collegato il rotore di diametro pari a 236m, per un'altezza massima complessiva del sistema torre-pale di 268m (TIP).



Figura 7.1 – V236-15.0MW

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche tecniche della turbina:

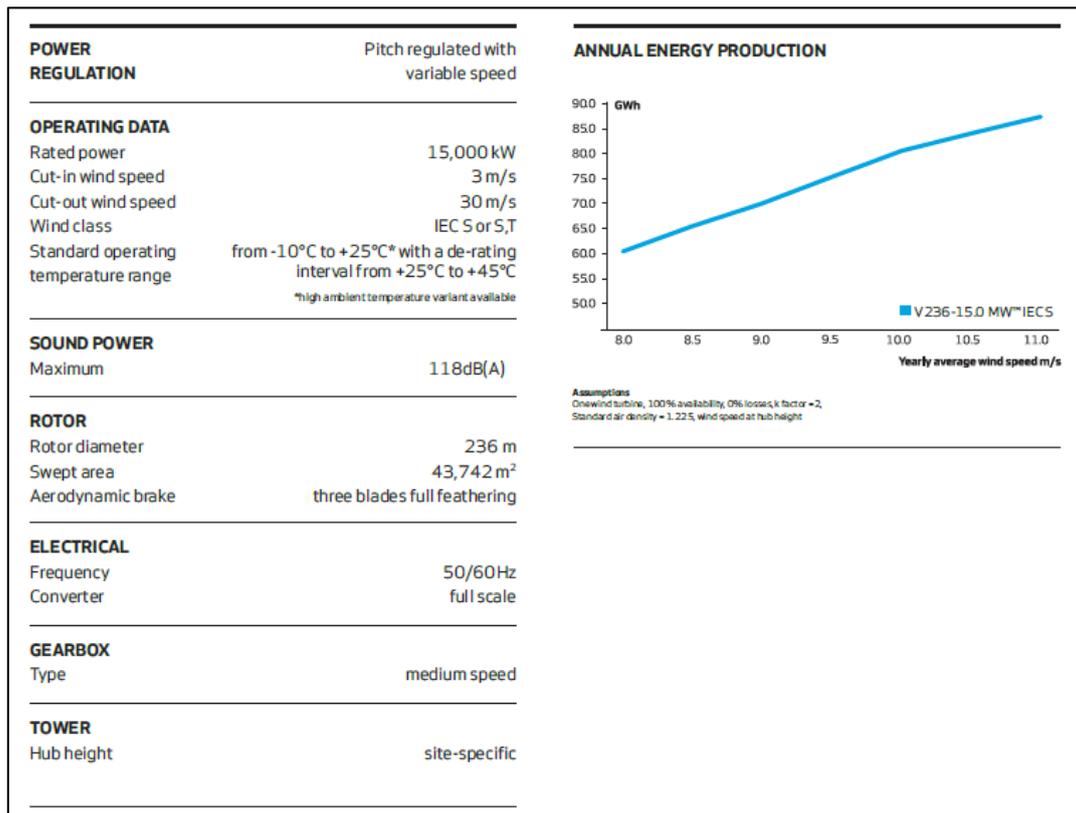


Tabella 7.1 – Principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

Per la nostra analisi, in particolare, le grandezze necessarie alla valutazione della producibilità sono:

Potenza nominale turbina [kW]	15000
Diametro rotore[m]	236
Altezza mozzo [m]	150
Velocità vento di cut-in [m/s]	3
Velocità vento di cut-out[m/s]	30

Tabella 7.2 – Caratteristiche tecniche della turbina necessarie per la producibilità

7.1 Analisi della curva di potenza

La curva di potenza descrive la potenza elettrica prodotta da un WTG specifica rispetto alla velocità del vento all'altezza del mozzo. La curva di potenza viene generalmente fornita dal fornitore della WTG e in genere misurata da una società certificata installando apparecchiature di monitoraggio del vento nei pressi della WTG e misurando i valori corrispondenti di potenza erogata in condizioni standard, a un valore di densità dell'aria normalizzato pari a 1.225. kg/m³.

Essendo la turbina di progetto in costruzione nel 2022, non è stata ancora fornita dal costruttore la curva di potenza.

Al fine di una stima preliminare della producibilità del sito selezionato, è stata utilizzata una curva di potenza di una turbina con caratteristiche simili a quella della VESTAS.

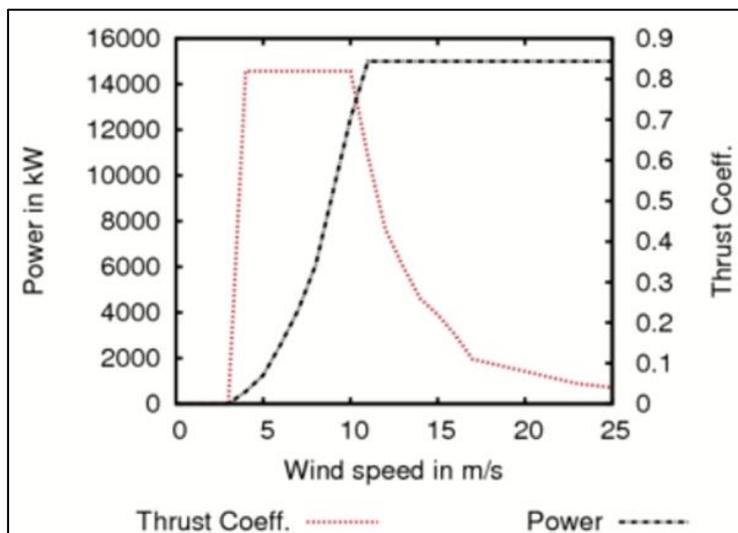


Figura 7.2 – Grafico di potenza e coefficiente di spinta della turbina

Wind Speed (m/s)	Power (kW)	Thrust coefficient
4	540	0.82
5	1250	0.82
6	2600	0.82
7	4100	0.82
8	6070	0.82
9	9300	0.82
10	12500	0.82
11	15000	0.61
12	15000	0.43
13	15000	0.34
14	15000	0.26
15	15000	0.22
16	15000	0.17
17	15000	0.11
18	15000	0.1
19	15000	0.09
20	15000	0.08
21	15000	0.07
22	15000	0.06
23	15000	0.05
24	15000	0.045
25	15000	0.04

Tabella 7.3 – Wind speed, potenza e coefficiente di spinta della turbina

8 SETTAGGIO DEL MODELLO

8.1 Climatologia

Di seguito viene presentato il report di sintesi delle principali caratteristiche anemologiche. In particolare vengono riassunte le principali caratteristiche dei 3 punti estratti dal NEWA alle altezze di 150m rispetto al livello del mare. Essi hanno una velocità media compresa tra i 7.24m/s e i 7.41m/s con direzioni prevalenti provenienti da Nord, Nord-Ovest e Sud-Ovest.

La climatologia della risorsa vento è rappresentata da una rosa dei venti, che rappresenta la distribuzione media della velocità divisa in intervalli di velocità (bin) e direzioni del vento (settori).

La media annuale della velocità del vento calcolata a 150 m di altezza risulta pari a 7.32 m/s.

8.1.1 NEWA P1

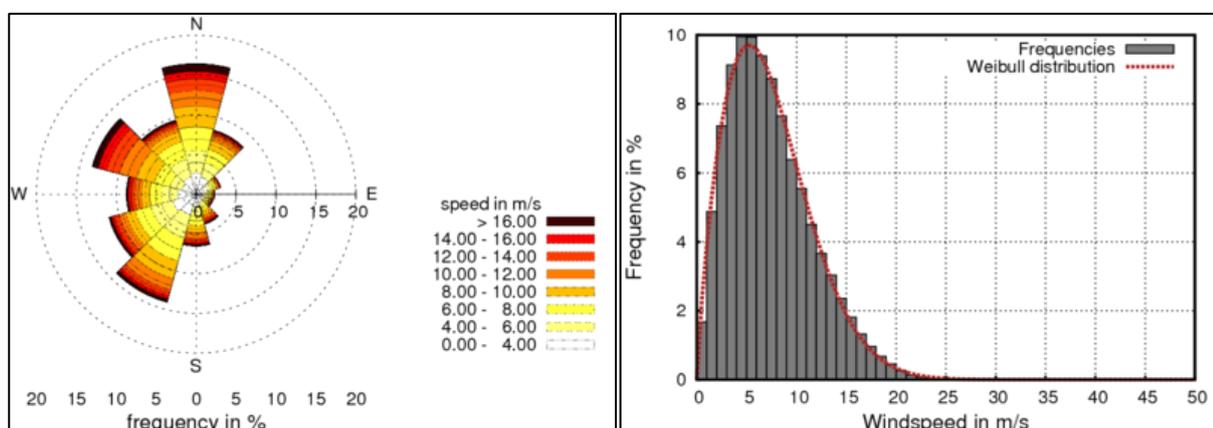


Figura 8.1 – P1 - Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra)

Sectors (n°)	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Media
Average wind speed (m/s)	8.39	6.55	5.26	5.09	6.17	7.7	7.4	7.37	6.77	6.92	9.16	6.76	7.41
Frequency (%)	16.4	8.34	3.19	2.32	2.23	3.92	6.51	14.05	11.27	8.7	13.44	9.64	/
Weibull shape, k	1.97	1.83	1.27	1.26	1.36	1.78	1.84	1.94	1.55	1.68	2.52	1.75	1.80
Weibull scale, A	9.4	7.34	5.41	5.31	6.62	8.86	8.35	8.22	7.2	7.54	10.57	7.47	8.28

Tabella 8.1 – P1-Velocità vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore

8.1.2 NEWA P2

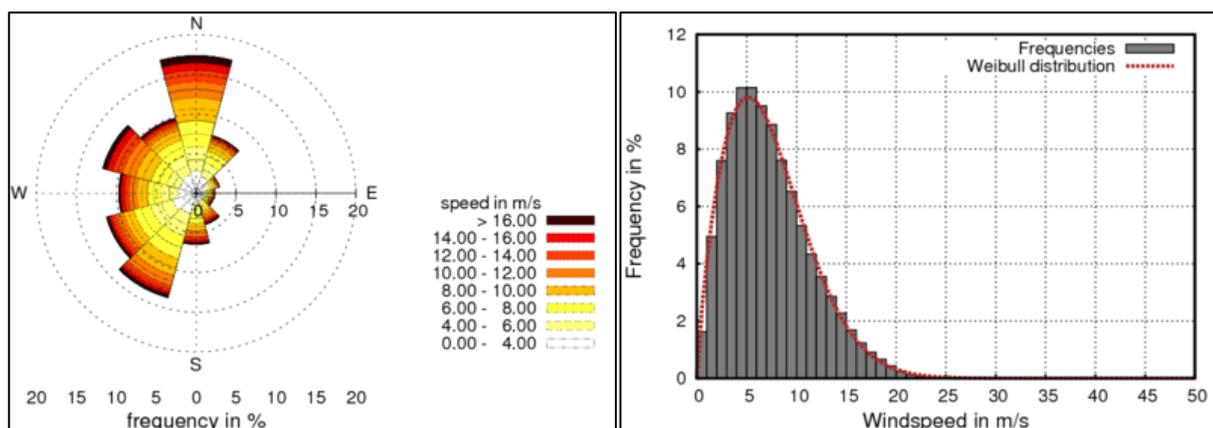


Figura 8.2 – P2 - Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra)

Sectors (n°)	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Media
Average wind speed (m/s)	8.26	6.31	5.25	5.32	6.38	7.9	7.57	7.34	6.79	7.19	8.42	6.73	7.32
Frequency (%)	17.35	7.54	3.05	2.38	2.29	4.11	6.45	13.62	11.61	9.68	12.09	9.82	/
Weibull shape, k	1.98	1.77	1.26	1.32	1.42	1.81	1.87	1.91	1.59	1.79	2.22	1.67	1.79
Weibull scale, A	9.26	7.03	5.37	5.68	6.92	9.07	8.55	8.19	7.27	7.96	9.69	7.35	8.17

Tabella 8.2 – P2-Velocità vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore

8.1.3 NEWA P3

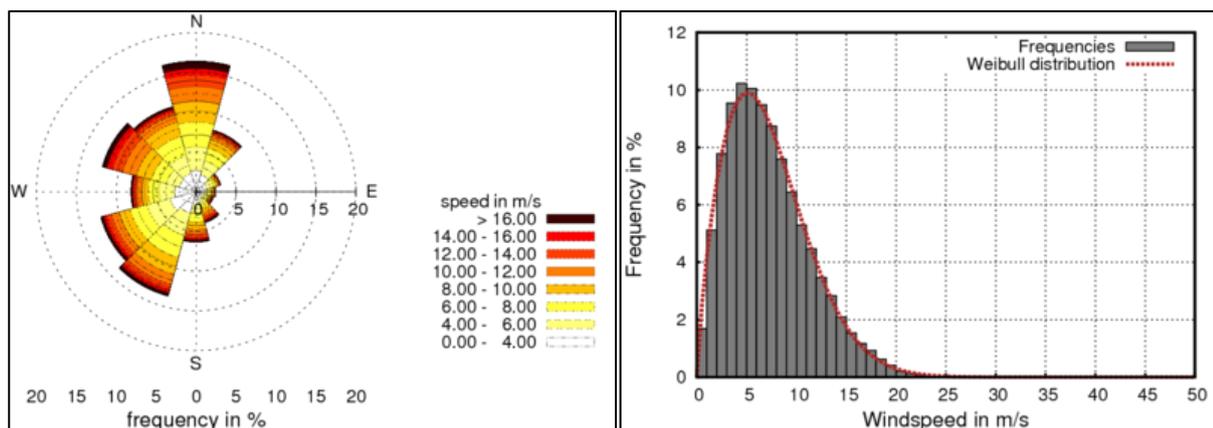


Figura 8.3 – P3 - Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra)

Sectors (n°)	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Media
Average wind speed (m/s)	8.25	6.46	5.33	5.28	6.33	7.9	7.38	7.24	6.76	6.24	8.46	7.09	7.24
Frequency (%)	16.4	8.01	3.19	2.47	2.27	4.05	6.34	13.58	12.34	8.15	12.13	11.07	/
Weibull shape, k	1.94	1.82	1.3	1.3	1.41	1.83	1.8	1.91	1.59	1.54	2.28	1.94	1.78
Weibull scale, A	9.21	7.25	5.52	5.58	6.86	9.12	8.3	8.09	7.26	6.68	9.78	7.99	8.09

Tabella 8.3 – P3-Velocità vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore

8.2 Setup del modello 3D

Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento misurati devono essere riportati all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti. Tale operazione viene effettuata tramite Windsim.

L'elevazione e la rugosità descritti nei capitoli precedenti sono utilizzati per definire il livello del terreno in un dominio tridimensionale suddiviso in celle con una risoluzione variabile orizzontale e verticale.

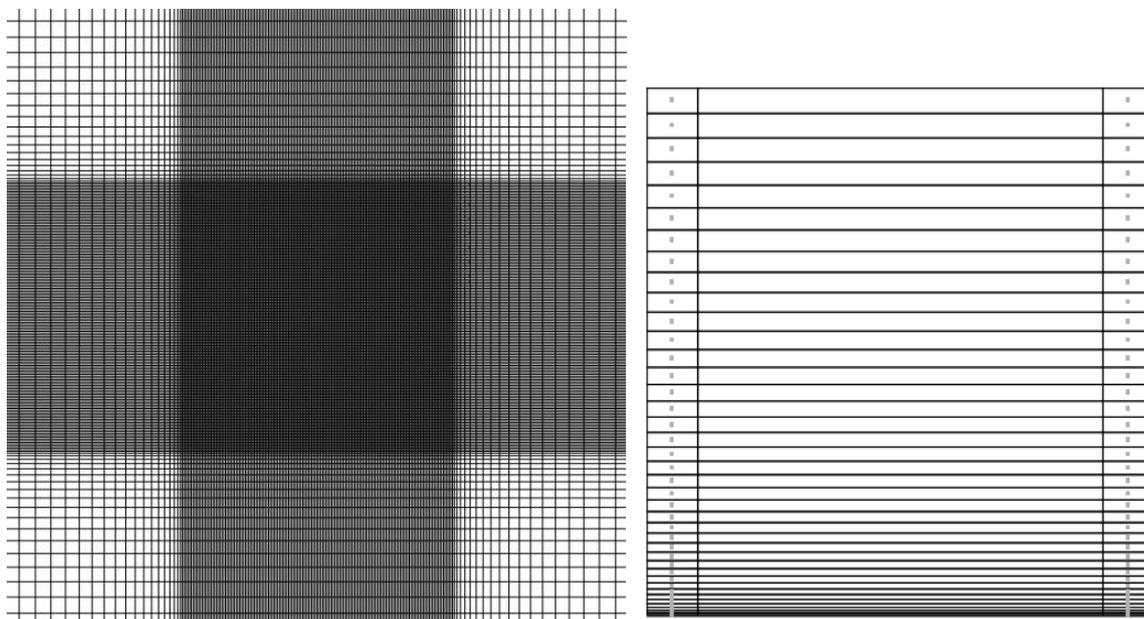


Figura 8.4 – Risoluzione orizzontale e verticale della griglia utilizzata per la definizione del modello

	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100.0-952.6	100.0-952.6	Variable	-
Number of cells	218	218	40	1900960

Tabella 8.4 – Spaziatura della griglia e numero di celle nel modello

La griglia si estende per 500m al di sopra del punto del terreno con l'elevazione più elevata. La griglia è affinata verso terra. Le colonne di sinistra e di destra mostrano una vista schematica della distribuzione nella posizione rispettivamente con elevazione massima e minima. I nodi, dove sono disponibili i risultati delle simulazioni, sono situati nei centri delle celle indicati da punti.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
z-dist. max (m)	1.0	3.3	6.6	10.8	16.0	22.1	29.1	37.0	45.9	55.7
z-dist. min (m)	1.0	3.3	6.6	10.8	16.0	22.1	29.1	37.0	45.9	55.7

Tabella 8.5 – Distribuzione dei primi 10 nodi nella direzione z, a partire dal livello del terreno, relative alla posizione con minimo e massima elevazione

8.3 Simulazioni

Il modello digitale rappresenta il dominio computazionale in cui sono state risolte numericamente le equazioni di Navier-Stokes mediate da Reynolds. In totale sono state eseguite 12 simulazioni per avere un campo di vento 3D per ogni settore di 30 gradi.

Height of boundary layer (m)	300
Speed above boundary layer (m/s)	10
Boundary condition at the top	wall
Potential temperature	No
Turbulence model	Standard
Solver	GCV

Tabella 8.6 – Parametri di risoluzione del modello

8.4 Layout dell'impianto

Di seguito vengono riportate le coordinate geografiche in UTM WGS84 Zona 33 N.

Turbine number	Easting	Northing
1	712529.2	4249499.2
2	713119.2	4250521.1
3	713709.2	4251543.1
4	714299.2	4252565.0
5	714889.2	4253586.9
6	715479.2	4254608.8
7	716069.2	4255630.7
8	714803.1	4248867.7
9	715393.1	4249889.6
10	715983.1	4250911.5
11	716573.1	4251933.4
12	717163.1	4252955.3
13	717753.1	4253977.2
14	718343.1	4254999.1
15	717077.0	4248236.1
16	717667.0	4249258.0
17	718257.0	4250279.9
18	718847.0	4251301.8
19	719437.0	4252323.7
20	720027.0	4253345.6

21	720617.0	4254367.5
22	719940.9	4248626.4
23	720530.9	4249648.3
24	721120.9	4250670.2
25	721710.9	4251692.2
26	722300.9	4252714.1
27	722890.9	4253736.0
28	722214.8	4247994.8
29	722804.8	4249016.8
30	723394.8	4250038.7
31	723984.8	4251060.6
32	724574.8	4252082.5
33	725164.8	4253104.4

Tabella 8.7 – Coordinate geografiche delle turbine

9 CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

La produzione di energia lorda è la produzione di energia del parco eolico calcolata, tenendo conto dell'orografia e della rugosità del terreno e della presenza di impianti esistenti, della distribuzione della velocità del vento a flusso libero prevista all'altezza del mozzo di ogni posizione della turbina e della curva di potenza della turbina fornita dal produttore.

La distribuzione della velocità del vento a flusso libero è ottenuta dal modello di calcolo di WindSim e dalle condizioni del vento in loco a lungo termine.

Le turbine eoliche, estraendo energia dal vento, fanno sì che la velocità della risorsa a valle dell'aerogeneratore si riduca. Man mano che il flusso procede, la scia si disperde e si recuperano le condizioni di flusso libero.

Il software inoltre calcola la densità dell'aria nella zona interessata, in modo da poter determinare le perdite energetiche dovute al cambio di densità dell'aria attraverso il rotore dell'aerogeneratore. Nello specifico, il sito presenta una densità dell'aria di 1,217 kg/m³ ad altezza del mozzo, valore molto prossimo a quello a cui vengono testate le curve di potenza delle turbine pari a 1.225 kg/m³.

9.1 Modello di scia e valutazione delle perdite

Gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche sono calcolati mediante due differenti modelli di scia:

1) Wake model 1: si basa sulla teoria del deficit di slancio ed è spesso indicato come il "modello di Jensen". Questo modello fornisce una semplice espansione lineare della scia, determinata dal fattore di decadimento, k . Il fattore di decadimento della scia aumenta con l'aumentare del livello di turbolenza ambientale, un intervallo tipico è compreso tra 0,04 e 0,075.

2) Wake model 2: il modello 2 è derivato dalle equazioni dello strato limite turbolento e da un'ipotesi di somiglianza, ed è spesso indicato come "modello di Larsen"

Per quanto riguarda il modello di Jensen è quello più utilizzato per ottenere la bancabilità dei progetti eolici.

Il modello di Larsen invece sembra che si adatti meglio ai campi eolici offshore e che stimi in maniera più precisa le perdite di scia rispetto al primo modello.

Per completezza si è deciso di riportare i risultati per entrambi i modelli di scia.

Gli elementi su cui i modelli si basano per determinare la diminuzione del valore della velocità della vena fluida a valle dell'aerogeneratore rispetto al flusso indisturbato a monte di essa sono:

- Distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore;

- Layout parco eolico;
- Diametro rotore;
- Curva del coefficiente di spinta per il tipo di aerogeneratore impiegato.

Tali modelli sono implementati all'interno del codice di calcolo Windsim.

Il risultato del modello di scia è la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore comprensiva degli effetti di scia.

9.2 Mappa delle risorse di vento

La mappa delle risorse eoliche e la produzione annuale di energia sono state calcolate sulla base delle condizioni del vento in loco a lungo termine e dei risultati CFD.

La mappa delle risorse eoliche viene utilizzata per identificare l'area ad alta velocità del vento in base alla velocità media del vento. La mappa della risorsa eolica viene stabilita ponderando i risultati CFD rispetto alle condizioni medie di vento previste fornite come input.

In particolare, con questa procedura, è possibile ottenere la probabile distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo per ciascuna posizione degli aerogeneratori previsti.

Nella figura sottostante vengono riportati i valori calcolati della velocità media all'altezza del mozzo (150m) sulla mappa digitalizzata.

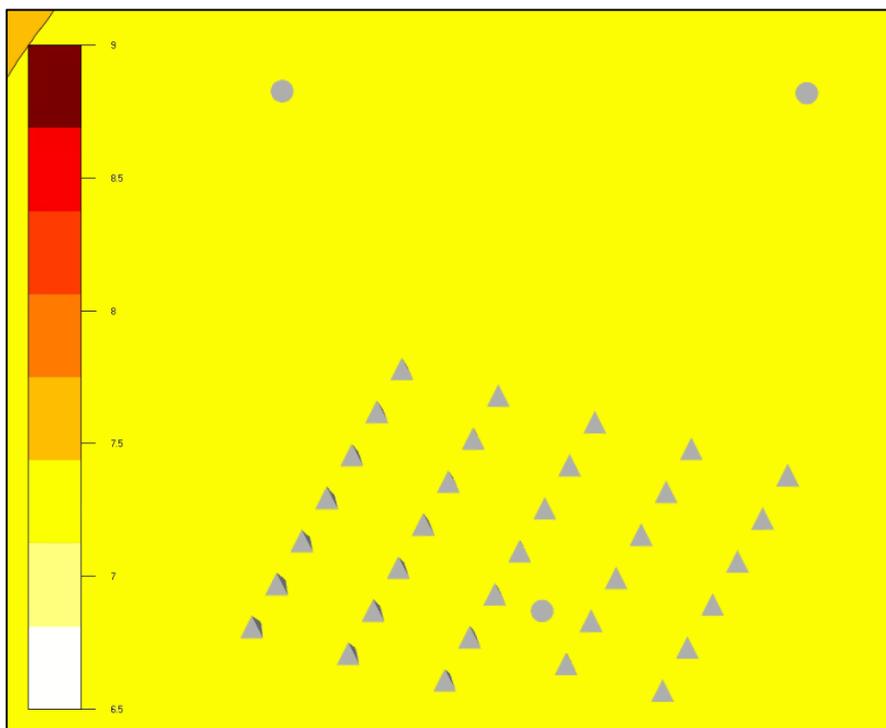


Figura 9.1 – Mappa delle velocità del vento (m/s) all'altezza di 150m

9.3 Perdite per effetto di scia

Nella tabelle sottostanti vengono indicate per ogni singolo aerogeneratore le perdite per effetto scia per entrambi i modelli (Wake model 1 e Wake model 2). I grafici riportano solamente i valori del modello 2.

Turbine n.	Losses (%)													
	Wake mod 1	Wake mod 2		Wake mod 1	Wake mod 2		Wake mod 1	Wake mod 2		Wake mod 1	Wake mod 2		Wake mod 1	Wake mod 2
1	2.3	1.6	8	5.6	4.1	15	5.8	4.3	22	6.2	4.6	28	5.8	4.2
2	6.0	4.3	9	9.5	6.9	16	9.6	7.0	23	10.2	7.5	29	9.2	6.7
3	6.5	4.6	10	10.1	7.4	17	10.3	7.6	24	10.4	7.7	30	9.6	7.1
4	6.8	4.9	11	10.6	7.8	18	10.7	7.8	25	10.0	7.4	31	9.1	6.7
5	6.8	4.9	12	9.9	7.2	19	10.1	7.4	26	9.4	7.0	32	8.6	6.3
6	6.6	4.8	13	9.3	6.8	20	9.5	7.0	27	6.8	5.1	33	5.9	4.5
7	4.9	3.5	14	6.8	5.0	21	6.8	5.1						

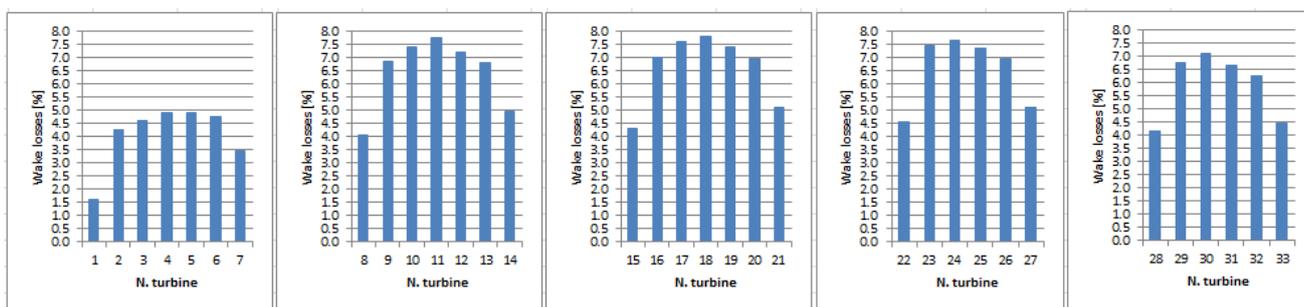


Figura 9.2 – Perdite di scia delle turbine divise in file in base al layout

La Figura 9.3 mostra le perdite di scia (m/s) della velocità al mozzo delle turbine.

La figura sopra mostra le perdite comprese negli intervalli tra 0 e 1m/s. L'immagine può ingannare in quanto le perdite di scia possono sembrare tante, sia in direzione perpendicolare alla direzione delle file, sia in quella parallela.

In realtà facendo invece partire la scala come nella figura sotto da 0.05 m/s (valore comunque basso) vediamo come le perdite di scia nella direzione perpendicolare sono molto meno allungate a testimonianza che le file sono ben distanziate tra loro mentre per quanto riguarda la direzione parallela mostra ancora perdite dovuto al fatto che il vento non ha una monodirezionalità ma ci sono più direzioni prevalenti.

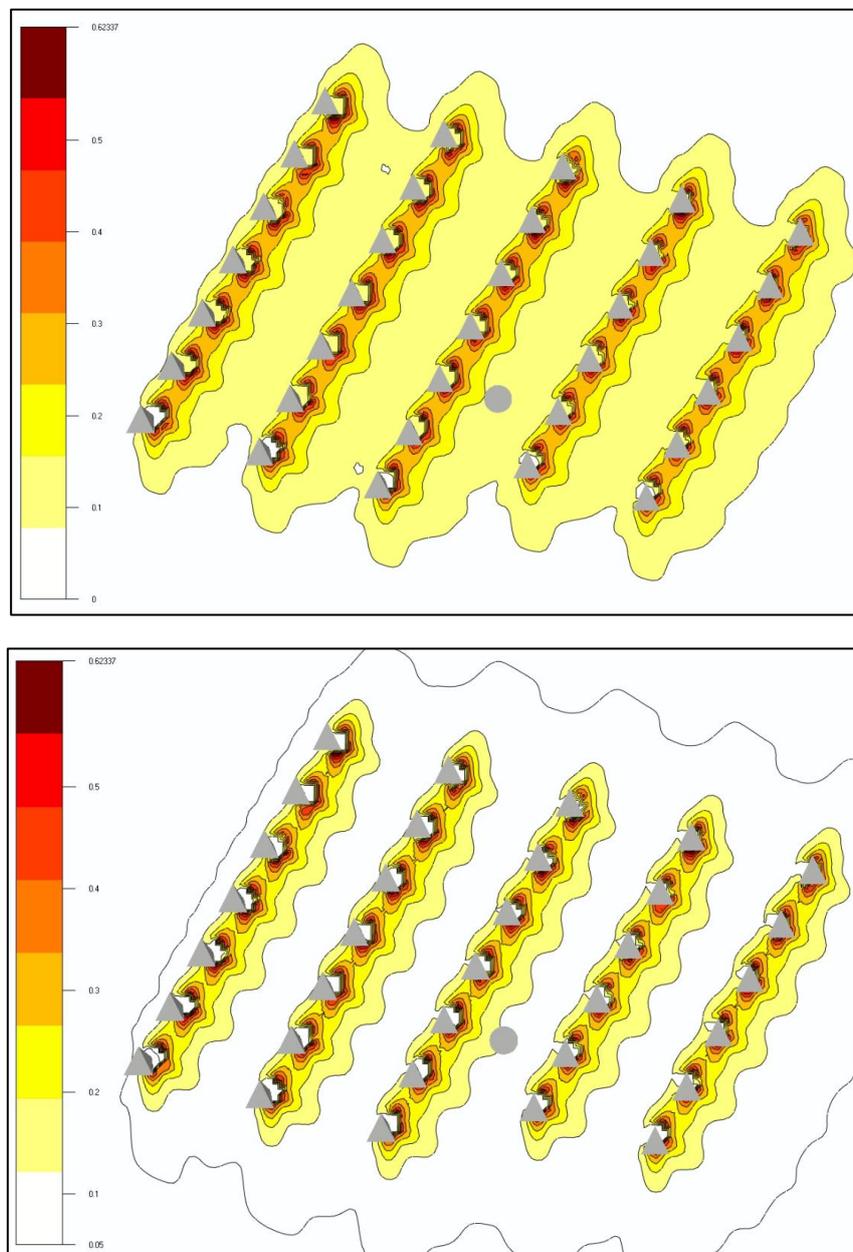


Figura 9.3 – Perdite di scia (wake model 2)

10 CALCOLO DELLA RESA ENERGETICA

In tabella vengono riportati i risultati ottenuti dal calcolo di Windsim:

- Per ogni singola turbina
- Valori medi e totali del parco eolico

Produzione senza scie			Wake model 1			Wake model 2		
Turbine n.	Average wind speed (m/s)	Gross AEP (GWh/y)	Wake Losses (%)	AEP with wake losses (GWh/y)	Full load hours (hours)	Wake Losses (%)	AEP with wake losses (GWh/y)	Full load hours (hours)
1	7.32	51.3	2.3	50.2	3344	1.6	50.5	3367
2	7.31	51.3	6.0	48.2	3215	4.3	49.1	3273
3	7.31	51.2	6.5	47.9	3194	4.6	48.9	3258
4	7.30	51.2	6.8	47.8	3184	4.9	48.7	3247
5	7.30	51.2	6.8	47.7	3182	4.9	48.7	3247
6	7.30	51.2	6.6	47.8	3190	4.8	48.8	3252
7	7.31	51.3	4.9	48.8	3252	3.5	49.5	3299
8	7.30	51.1	5.6	48.3	3217	4.1	49.1	3270
9	7.29	51.0	9.5	46.2	3079	6.9	47.5	3169
10	7.28	51.0	10.1	45.8	3054	7.4	47.2	3146
11	7.28	51.0	10.6	45.6	3038	7.8	47.0	3134
12	7.28	51.0	9.9	45.9	3060	7.2	47.3	3153
13	7.29	51.0	9.3	46.3	3084	6.8	47.5	3170
14	7.29	51.1	6.8	47.6	3172	5.0	48.5	3235
15	7.28	50.9	5.8	48.0	3197	4.3	48.7	3249
16	7.27	50.8	9.6	45.9	3060	7.0	47.2	3149
17	7.26	50.7	10.3	45.5	3032	7.6	46.8	3123
18	7.26	50.7	10.7	45.3	3019	7.8	46.8	3117
19	7.26	50.8	10.1	45.6	3043	7.4	47.0	3135
20	7.27	50.9	9.5	46.1	3071	7.0	47.3	3155
21	7.28	50.9	6.8	47.5	3166	5.1	48.3	3223
22	7.26	50.7	6.2	47.6	3171	4.6	48.4	3227
23	7.25	50.7	10.2	45.5	3033	7.5	46.9	3125
24	7.26	50.7	10.4	45.4	3028	7.7	46.8	3122
25	7.26	50.8	10.0	45.7	3046	7.4	47.0	3136
26	7.27	50.8	9.4	46.1	3070	7.0	47.3	3154
27	7.28	50.9	6.8	47.5	3164	5.1	48.3	3221
28	7.27	50.9	5.8	47.9	3195	4.2	48.7	3249
29	7.27	50.8	9.2	46.2	3079	6.7	47.4	3160
30	7.27	50.8	9.6	46.0	3064	7.1	47.2	3148
31	7.27	50.9	9.1	46.2	3082	6.7	47.5	3165
32	7.27	50.9	8.6	46.5	3102	6.3	47.7	3180
33	7.28	50.9	5.9	47.9	3194	4.5	48.7	3244
Valori medi	7.28	51.0	8.1	46.9	3124	5.9	48.0	3197
Totale	/	1682	/	1546	/	/	1582	/

Tabella 10.1 – Risultati del calcolo di producibilità

Dividendo il layout in file, per ogni turbina la Figura 10.1 riporta: in blu perdite di scia(%), in rosso velocità media vento(m/s), in verde AEP al netto delle scie(GWh/y).

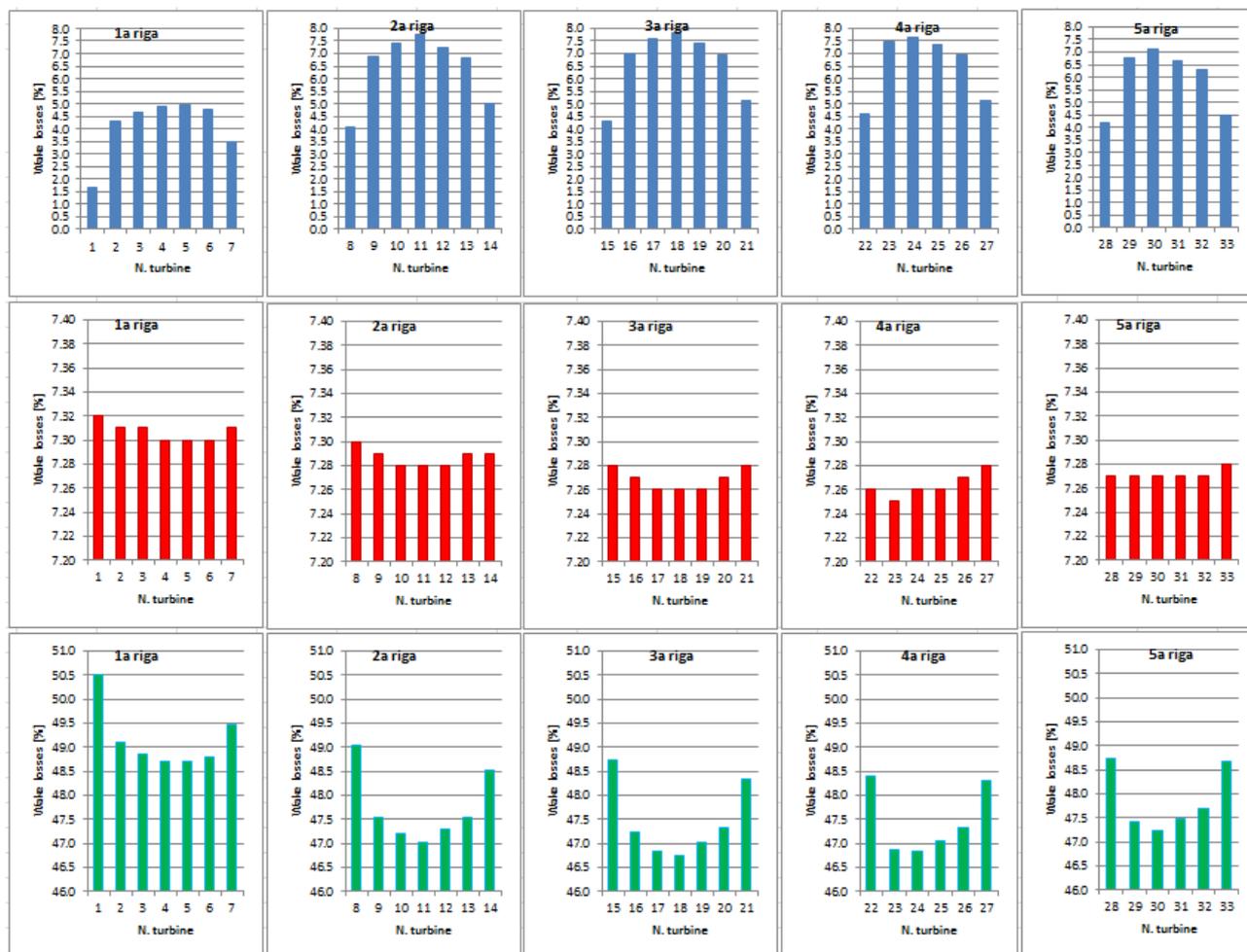


Figura 10.1 – Riassunto delle perdite, velocità media al mozzo e AEP per ogni fila del layout

I grafici sottolineano che le turbine che producono di più sono quelle della prima fila, mentre nelle altre si hanno perdite di scia più elevate inferiori comunque all'8%.

La Tabella 10.2 riporta i principali output al fine della valutazione della producibilità del campo eolico.

Wake model	N. turbine	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours	Yearly load hours
n.	n.	MWh/y	GWh/y	%	h	%
1	33	1682	1546	8.1	3124	35.7%
2			1582	5.9	3197	36.5%

Tabella 10.2 – Riassunto risultati di producibilità del campo eolico

11 RESA ENERGETICA P50

I rendimenti energetici calcolati si basano sulle caratteristiche delle curve di potenza, sugli effetti delle perdite di scia e sulle condizioni del vento calcolate.

Non tengono conto delle riduzioni e condizioni disponibilità limitata di turbine eoliche, perdite elettriche e delle condizioni atmosferiche eccezionali. I valori di perdita determinati preliminarmente per questi effetti sono stimati mediante calcoli specifici di progetto o assunti in base all'esperienza.

Gli effetti che possono essere considerati come causa rilevante di riduzione della produzione di energia sono:

- Le perdite del cablaggio e della stazione di interconnessione che dalla progettazione specifica della connessione di rete e dei componenti coinvolti. Queste perdite sono state stimate preliminarmente.
- La disponibilità degli aerogeneratori stimata come valore medio durante il normale servizio e corrispondenza alle condizioni contrattuali standard concordate per un parco eolico. Va considerato che le perdite dipendono fortemente dalla strategia del sistema di controllo della turbina eolica e che la disponibilità è spesso inferiore per i primi mesi di funzionamento.
- La manutenzione programmata di solito non è inclusa nel livello di non disponibilità. I dettagli relativi alla manutenzione devono essere determinati nei contratti.

Le potenziali fonti di perdite di energia sono state valutate e detratte dall'AEP lordo e sono stimate su valori empirici noti, in un valore rappresentativo considerato pari a circa 7% al fine di ottenere l'AEP netto o P50. La P50 è la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata.

Risultati da Windsim	Layout A
Produzione energetica lorda [GWh/y]	1682
Produzione energetica lorda al netto delle scie [GWh/y]	1582
Altre perdite (6.85%)	
Disponibilità aerogeneratori [%]	3
Efficienza elettrica [%]	3
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1
Calcolo resa energetica P50	
P50 [GWh/y]	1474

Tabella 11.1– Calcolo resa energetica

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità media annua P50 della centrale eolica sia pari a 1474 GWh/anno.

12 CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

La velocità media del vento prevista all'altezza del mozzo estratta dal NEWA, risulta attestarsi su valori medi di circa 7.28 m/s ad altezza 150 m s.l.m. con una buona distribuzione del vento che assicura una produzione energetica affidabile con il modello di turbina eolica ipotizzato.

La stima energetica P50 si attesta su valori di 1474 GWh/anno.

Una famiglia media composta da 3-4 persone consuma circa 2'700 kWh all'anno, perciò l'impianto eolico consentirebbe di rifornire circa 545'926 famiglie. Considerando che il numero di famiglie aggiornato al 2019 in Calabria sia pari a 810'147 il parco eolico è in grado di fornire energia a più dell'85% delle famiglie in Calabria.

Il principale aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto è la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti: una normale centrale termoelettrica alimentata da combustibili fossili, per ogni kWh di energia prodotta, produce l'emissione in atmosfera di gas serra (anidride carbonica) e gas inquinanti nella misura di:

- 483 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- 1,4 g/kWh di SO₂ (anidride solforosa);
- 1,9 g/kWh di NO_x (ossidi di azoto).

Questo significa che per ogni anno di vita utile della centrale eolica di progetto, una centrale tradizionale produrrebbe:

- circa 711'942 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- circa 2'064 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- circa 2'801 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

13 RIFERIMENTI

/A1/ <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

/A2/ Windsim software(<https://windsim.com/>)manual

/A3/ Windographer (<https://aws-dewi.ul.com/windographer/>) software manual

/A4/ GlobalMapper(<https://www.bluemarblegeo.com/global-mapper/>)software manual

/A5/ V236-150_MW_brochure

/A6/ IEA Wind TCP Task 37 – Technical Report (March 2020) – “Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine”