Firmato digitalmente da:
Fabio Paccapelo
Firmato il 27/02/2024 15:33
Seriale Certificato: 1670834
Valido dal 04/08/2022 al 03/08/2024
InfoCamere Qualified Electronic Signature CA

NEMETUN ISLAND

PROPONENTE

MARGHERITA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - NEMETUN ISLAND
63 WTG – 945 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale

Indagini ambientali e studi specialistici

Studio misure di mitigazione e compensazione

Supervisione scientifica

SIA.ES STUDI SPECIALISTICI

ES.1 Analisi della producibilità attesa

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	02/24	1ª emissione

INDICE

1 INTRODUZIONE 1
2 SCOPO 3
3 DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO 4
3.1 OPERE OFFSHORE 4
3.2 OPERE ONSHORE 4
4 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE 6
4.1 L'AREA DI PROGETTO 6
4.2 COORDINATE AEROGENERATORI 7
4.3 LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO 9
5 ANEMOMETRIA 11
6 STUDIO ANEMOLOGICO 14
6.1 METODOLOGIA DI ANALISI CFD 14
6.2 IL DOMINIO DI ANALISI 14
6.3 LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT 14
7 PRODUCIBILITÀ ATTESA 16
8 PRODUCIBILITÀ NETTA 18

1 INTRODUZIONE

Il progetto di un impianto eolico offshore nasce da alcune considerazioni fondamentali:

- il nord Europa è leader mondiale nel settore dell'eolico offshore, al contrario, questa specifica tipologia di impianti, ha avuto scarso sviluppo nei paesi dell'area mediterranea. Questo a causa di numerosi fattori a carattere infrastrutturale, ambientale e paesaggistico che spesso hanno comportato una scarsa accettazione sociale di tale tipologia di impianti.
- Le tecnologie per la realizzazione di impianti eolici offshore sono ormai consolidate ed il costante progresso consente oggi di installare impianti in acque profonde con fondazioni flottanti e turbine sempre più performanti. Ciò determina la possibilità di realizzare impianti molto distanti dalla costa superando le principali criticità ambientali e paesaggistiche senza interferire con le ordinarie attività antropiche presenti sul territorio (turismo, pesca, navigazione, ecc).
- Lo sviluppo di impianti eolici offshore è fondamentale per poter raggiungere gli obiettivi della attuale programmazione strategica italiana ed europea in materia di generazione di energia da fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni. Solo investendo su impianti eolici offshore con fondazioni galleggianti si potrà aumentare considerevolmente la potenza installata di impianti di generazione di energia da fonte rinnovabile superando tutte le problematiche che finora hanno ostacolato l'installazione di aerogeneratori nel Mar Mediterraneo.
- Oltre a considerare gli effetti positivi generali derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili in termini di decarbonizzazione è ampiamente dimostrato che la realizzazione di un impianto eolico in mare ha effetti importanti in termini di ripopolamento della fauna marina, d'altra parte la presenza di tali impianti rende impossibili altre forme di utilizzo o sfruttamento dell'area creando un'area marina protetta "di fatto". La realizzazione e la successiva fase di esercizio e manutenzione rappresentano inoltre una opportunità strategica per le aree limitrofe con effetti rilevanti per l'economia locale e l'occupazione.

Le considerazioni menzionate hanno portato la società proponente Nemetun Island Srl a definire la proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica. L'impianto, denominato Nemetun Island, avrà una potenza nominale di 945 MW e sarà composto da 63 aerogeneratori installati su fondazioni flottanti, insieme a una sottostazione elettrica di trasformazione 66/400 kV, entrambi posizionati nel Mare Adriatico meridionale.

Il layout dell'impianto eolico Nemetun Island

2 SCOPO

Scopo del presente documento è:

- l'analisi dei dati anemometrici del sito messi a disposizione e determinazione dei parametri caratteristici;
- la valutazione delle rose dei venti;
- calcolo delle produzioni al netto delle perdite per scia tramite modellizzazione software Fluido-Dinamico Computazionale (CFD) dell'area di studio centrato sul sito in esame;
- produzione del report di sintesi e delle tabelle di producibilità.

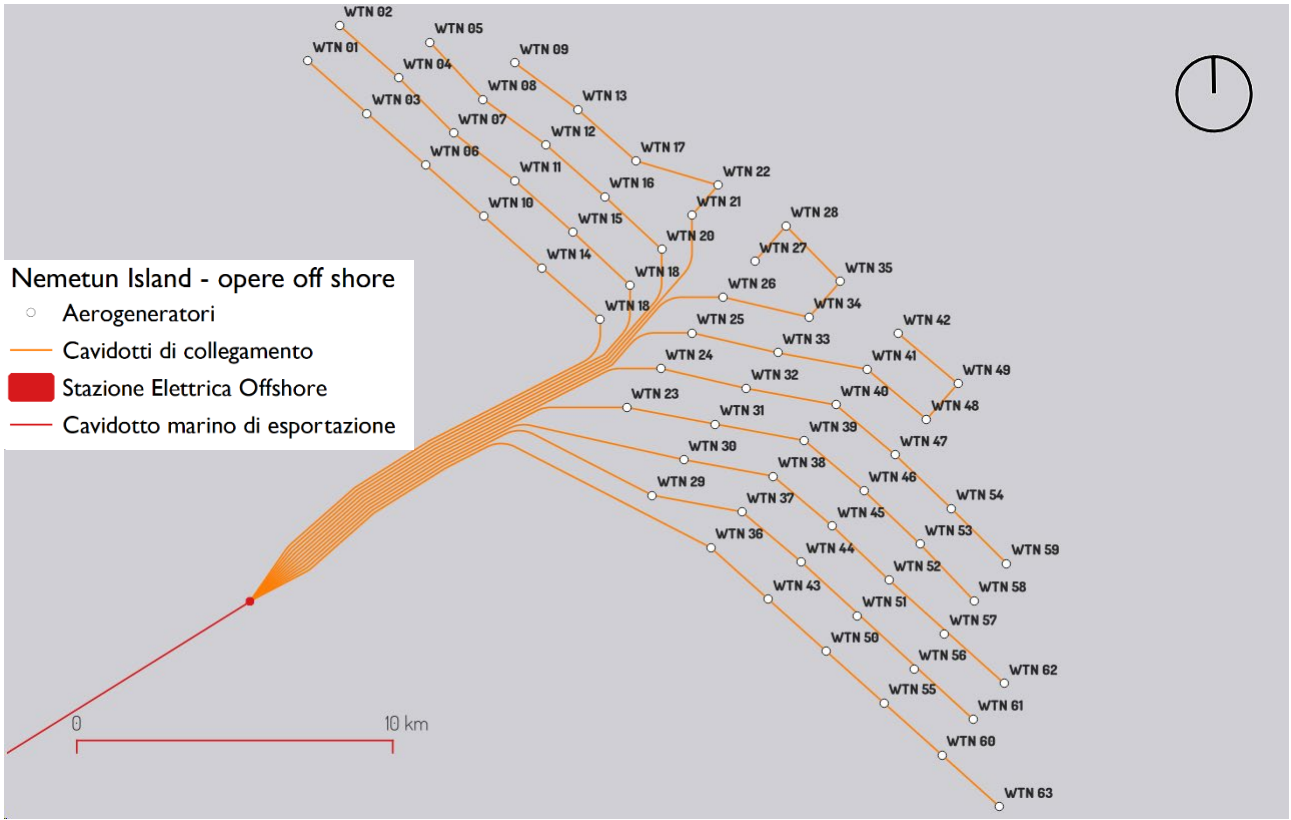
Sulla base delle informazioni raccolte e trasmesse da parte della società Nemetun Island srl, vengono riportati di seguito la descrizione delle attività svolte ed i risultati ottenuti per il progetto eolico offshore Nemetun Island.

3 DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

3.1 OPERE OFFSHORE

I principali componenti dell'impianto per la parte offshore sono:

- **63 generatori eolici** installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 11 sottocampi;
- **11 linee elettriche in cavo sottomarino** di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione off-shore, con tutti i dispositivi di trasformazione di tensione e sezionamento necessari;
- **Una Stazione Elettrica Off-Shore (66/400 kV) (SE)**, ovvero tutte le apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie a raccogliere l'energia prodotta nei sottocampi eolici elevandone la tensione da 66 kV a 400 kV. La stazione elettrica marina sarà distante all'incirca 45 km dalla costa garganica e 12 km dal parco eolico in un tratto di mare caratterizzato da quote batimetriche comprese tra i 160 e i 170 m di profondità;
- **Un elettrodotto di esportazione in HVAC** della lunghezza di circa 88,7 Km pari a circa 48 miglia nautiche, caratterizzato da un primo tratto in cavo marino a 400 kV, servirà per collegare l'impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sulla terra ferma.



Rappresentazione sintetica delle opere a mare

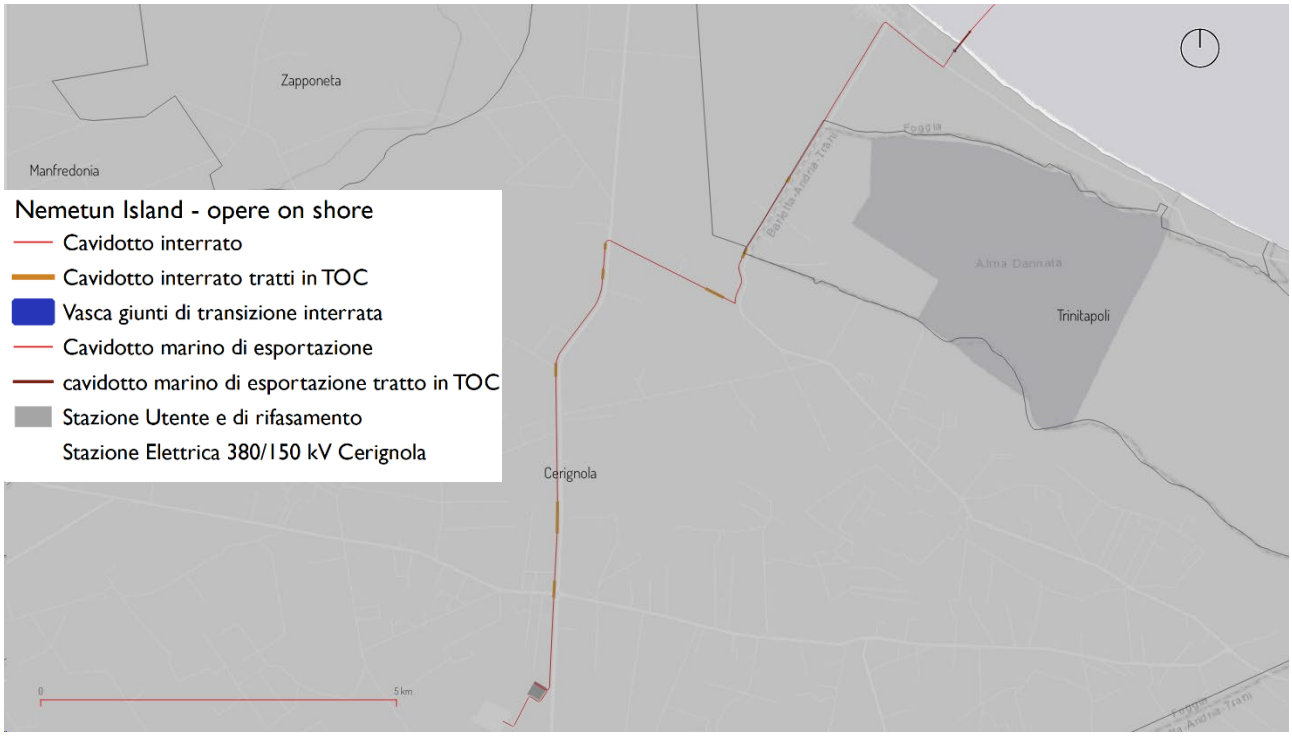
3.2 OPERE ONSHORE

Per quanto concerne la connessione alla RTN, la centrale sarà collegata in doppia antenna a 380 kV sul futuro ampliamento di una Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV attualmente in fase di costruzione in agro di Cerignola.

Nelle vicinanze del punto di sbarco previsto nel comune di Zapponeta verrà realizzata una buca giunti interrata di transizione da cavo marino a cavo terrestre e da lì in poi il cavo proseguirà con posa interrata seguendo la

viabilità pubblica esistente. L'energia prodotta verrà quindi convogliata nella Sottostazione elettrica condominiale dotata di un Gruppo di rifasamento della capacità massima di 420 kV, previsti all'interno di un edificio industriale nelle vicinanze della Stazione Elettrica TERNA di Cerignola e del suo futuro ampliamento. In tali ipotesi le opere a terra constano di:

- **La vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Zapponeta, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **Un elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 16 km, sarà prevalentemente situato lungo la viabilità pubblica nei territori dei comuni di Zapponeta, Trinitapoli e Cerignola, con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, ma per gestire interferenze lungo il percorso, saranno realizzati 8 tratti posati mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Gli 8 tratti avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;
- **Una serie di 17 vasche giunti intermedie,** situate lungo il tracciato del cavidotto interrato con interdistanza variabile tra 700 e 950 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotto;
- **Una Sottostazione elettrica di utenza per la condivisione dello stallo che sarà dotata di un gruppo di rifasamento isolato in GIS dedicato all'impianto Nemetun Island**, con una capacità massima di 420 kV, composto da due reattori di tipo Shunt, che sarà collocato in un edificio industriale situato nel comune di Cerignola, nelle vicinanze del punto della nuova Stazione Elettrica e del suo futuro ampliamento.



Rappresentazione sintetica delle opere a terra

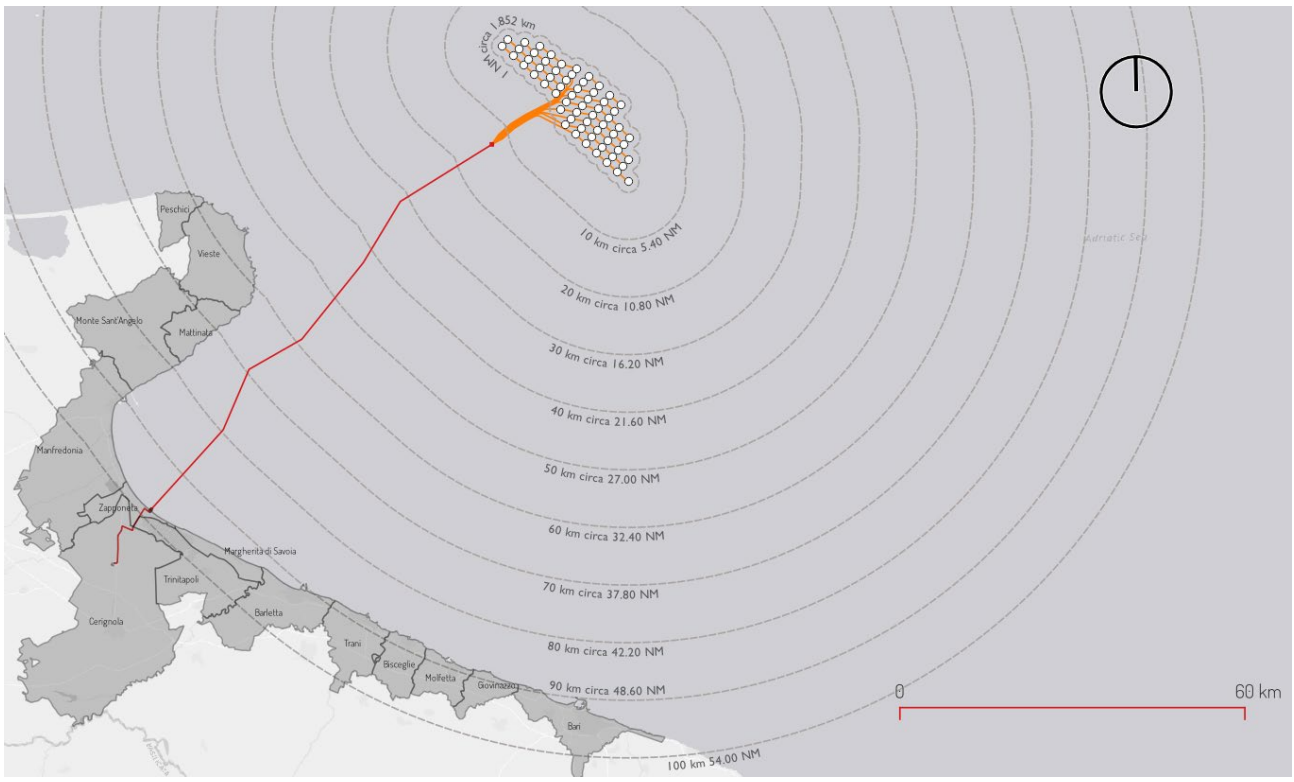
4 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE

4.1 L'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 63 aerogeneratori posizionati nel mare Adriatico meridionale in acque internazionali sulla Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa dei comuni di Vieste, Peschici, e Mattinata. L'approdo del cavidotto di esportazione dell'energia prodotta è previsto in corrispondenza del comune Zapponeta.

La distanza minima dalla costa è di 55 km circa 29,69 NM:

- Peschici (FG) 60 km 32,39 NM
- Vieste (FG) 55 km 29,69 NM
- Mattinata (FG) 66 km 35,63 NM
- Monta Sant'Angelo (FG) 82 km 44,27 NM
- Manfredonia (FG) 93 km 50,21 NM
- Zapponeta (FG) 98 km 52,91 NM
- Margherita di Savoia (BAT) 93,5 km 50,48 NM
- Barletta (BAT) 89 km 48,05 NM
- Trani (BAT) 88 km 45,51 NM
- Bisceglie (BAT) 87,5 km 47,24 NM
- Molfetta (BA) 88 km 45,51 NM
- Giovinazzo (BA) 88 km 45,51 NM
- Bari S. Spirito (BA) 88,5 km 47,78 NM
- Bari (BA) 90 km 48,59 NM
- Mola di Bari (BA) 99 km 53,45 NM



Inquadramento dell'impianto eolico offshore galleggiante e isodistanze dagli aerogeneratori

L'area d'intervento per le opere a mare è pertanto posta ad una distanza dalla costa minima di 55 km superiore ai 4 km indicati come soglia minima nelle "Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile del PPTR della Regione Puglia".
Si è scelto di individuare un'area posta oltre il limite delle acque territoriali e molto distante dalla costa in modo da ridurre gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche in essere quali la pesca locale, il traffico navale, le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, gli usi militari e l'affondamento esplosivi.
Dentro l'area selezionata, gli aerogeneratori sono posizionati secondo una griglia rettangolare con un passo di 0,8 NM equivalente a 1,5 km in larghezza e 1,3 NM, ovvero 2,5 km in lunghezza. La distanza minima tra gli aerogeneratori è di 1560 metri, che è superiore a 5 volte il diametro del rotore delle macchine previste.
L'estensione del sito parte da circa 54 km di distanza dalla punta del Gargano (Vieste) fino a circa 68 km. L'ingombro del campo eolico lungo l'asse nord ovest – sud est è di circa 32 km.

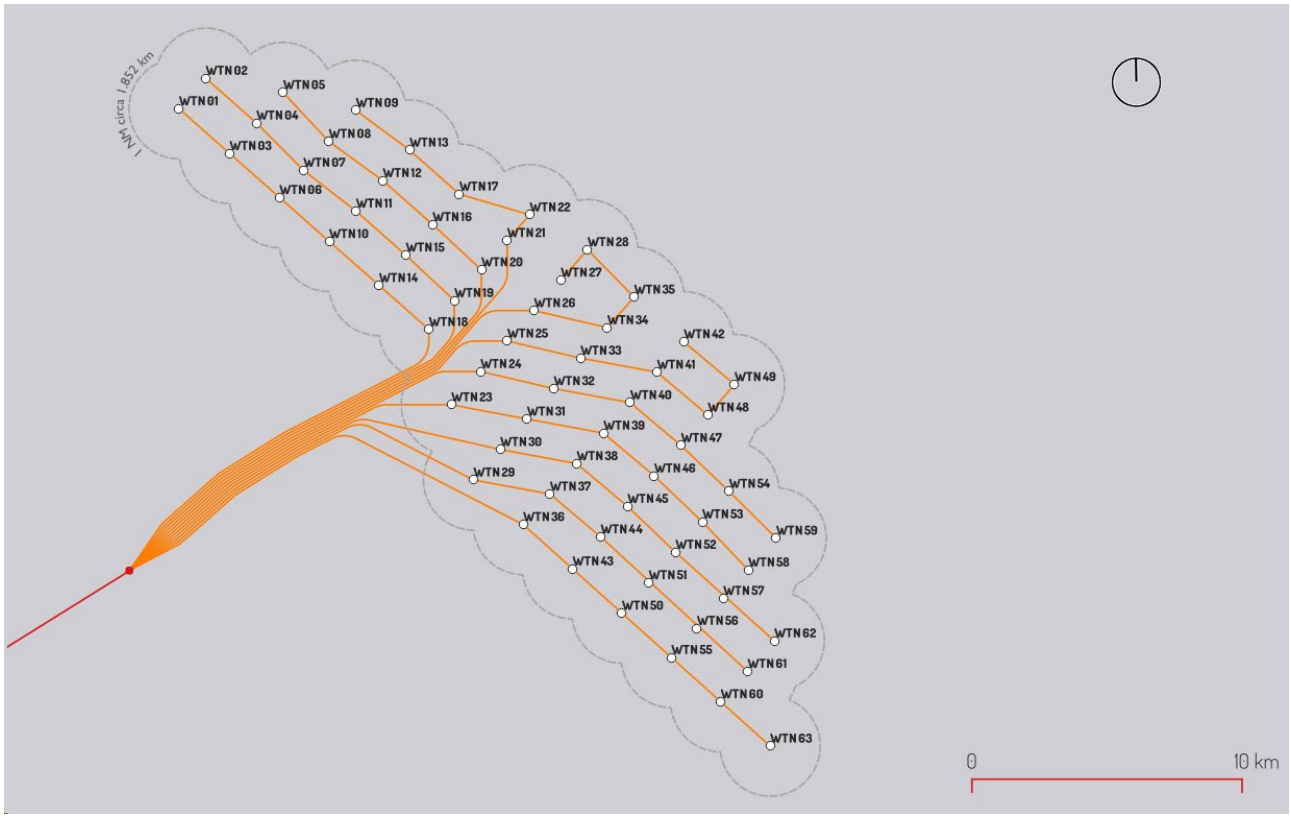
4.2 COORDINATE AEROGENERATORI

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nei sistemi di riferimento UTM WGS84 Fuso 33:

Tipo Aerogeneratore	Nome turbina	coordinate aerogeneratori	
		WGS84 Zone 33	
		X- EST	Y - Nord
V236_hub150m	WTN 01	642.485,664	4.669.856,874
V236_hub150m	WTN 02	643.476,668	4.670.982,889
V236_hub150m	WTN 03	644.360,186	4.668.202,734
V236_hub150m	WTN 04	645.351,190	4.669.328,750
V236_hub150m	WTN 05	646.342,194	4.670.454,765
V236_hub150m	WTN 06	646.203,993	4.666.575,699
V236_hub150m	WTN 07	647.090,837	4.667.583,365
V236_hub150m	WTN 08	648.029,192	4.668.649,558
V236_hub150m	WTN 09	649.035,408	4.669.792,858
V236_hub150m	WTN 10	648.047,563	4.664.948,872
V236_hub150m	WTN 11	649.038,567	4.666.074,888
V236_hub150m	WTN 12	650.029,571	4.667.200,903
V236_hub150m	WTN 13	651.020,575	4.668.326,919
V236_hub150m	WTN 17	652.863,935	4.666.700,278
V236_hub150m	WTN 16	651.872,931	4.665.574,263
V236_hub150m	WTN 15	650.881,927	4.664.448,247
V236_hub150m	WTN 14	649.890,922	4.663.322,232
V236_hub150m	WTN 18	651.735,760	4.661.694,287
V236_hub150m	WTN 19	652.680,273	4.662.767,478
V236_hub150m	WTN 20	653.678,998	4.663.902,968
V236_hub150m	WTN 21	654.633,077	4.664.987,027
V236_hub150m	WTN 22	655.466,553	4.665.934,054
V236_hub150m	WTN 28	657.610,269	4.664.647,786

V236_hub150m	WTN 27	656.619,265	4.663.521,771
V236_hub150m	WTN 26	655.628,261	4.662.395,755
V236_hub150m	WTN 25	654.637,256	4.661.269,740
V236_hub150m	WTN 24	653.646,252	4.660.143,724
V236_hub150m	WTN 23	652.567,197	4.658.914,193
V236_hub150m	WTN 29	653.386,890	4.656.135,247
V236_hub150m	WTN 30	654.377,894	4.657.261,262
V236_hub150m	WTN 31	655.368,898	4.658.387,278
V236_hub150m	WTN 32	656.359,902	4.659.513,293
V236_hub150m	WTN 33	657.350,906	4.660.639,309
V236_hub150m	WTN 34	658.341,910	4.661.765,324
V236_hub150m	WTN 35	659.332,915	4.662.891,340
V236_hub150m	WTN 42	661.171,434	4.661.244,850
V236_hub150m	WTN 41	660.180,430	4.660.118,834
V236_hub150m	WTN 40	659.189,426	4.658.992,819
V236_hub150m	WTN 39	658.198,421	4.657.866,803
V236_hub150m	WTN 38	657.207,417	4.656.740,788
V236_hub150m	WTN 37	656.216,413	4.655.614,772
V236_hub150m	WTN 36	655.225,409	4.654.488,757
V236_hub150m	WTN 43	657.054,272	4.652.850,915
V236_hub150m	WTN 44	658.095,390	4.654.032,889
V236_hub150m	WTN 45	659.086,394	4.655.158,905
V236_hub150m	WTN 46	660.077,398	4.656.284,920
V236_hub150m	WTN 47	661.068,402	4.657.410,936
V236_hub150m	WTN 48	662.059,406	4.658.536,952
V236_hub150m	WTN 49	663.050,410	4.659.662,967
V236_hub150m	WTN 54	662.847,150	4.655.717,135
V236_hub150m	WTN 53	661.856,146	4.654.591,120
V236_hub150m	WTN 52	660.865,142	4.653.465,104
V236_hub150m	WTN 51	659.874,138	4.652.339,089
V236_hub150m	WTN 50	658.883,134	4.651.213,073
V236_hub150m	WTN 55	660.711,996	4.649.575,231
V236_hub150m	WTN 56	661.658,780	4.650.651,869
V236_hub150m	WTN 57	662.633,722	4.651.759,354
V236_hub150m	WTN 58	663.558,476	4.652.810,397
V236_hub150m	WTN 59	664.592,680	4.653.984,632
V236_hub150m	WTN 60	662.540,859	4.647.937,389
V236_hub150m	WTN 61	663.531,863	4.649.063,405
V236_hub150m	WTN 62	664.522,867	4.650.189,420
V236_hub150m	WTN 63	664.369,721	4.646.299,547

Coordinate aerogeneratori



Posizione aerogeneratori

4.3 LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO

Si intende installare presso il sito eolico Nemetun Island l'aerogeneratore marca Vestas modello V236 da 150 m di hub e rotore del diametro di 236 m e potenza nominale unitaria di 15.000 kW. Si riporta nella successiva tabella la tabulazione della curva di potenza relativa alla densità standard dell'aria pari a 1,225 kg/m^3 per il modello di aerogeneratore individuato assieme ai valori del coefficiente di spinta.

Vestas V236 (1.225 kg/m3)

Bin Velocity (m/s)	Power (kW)	Thrust coeff
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	54	0.918
4	575	0.877
5	1377	0.849
6	2494	0.819
7	4015	0.807
8	6028	0.800
9	8592	0.789
10	11672	0.766

11	14374	0.637
12	14995	0.464
13	15000	0.347
14	15000	0.272
15	15000	0.217
16	15000	0.177
17	15000	0.148
18	15000	0.125
19	15000	0.106
20	15000	0.092
21	15000	0.080
22	15000	0.070
23	15000	0.062
24	14999	0.055
25	14648	0.048
26	12237	0.036
27	10222	0.028
28	9827	0.024
29	9518	0.021
30	9329	0.019
31	9300	0.018
32	0	0
33	0	0
34	0	0

Curva di potenza Vestas V236 e coefficiente di spinta Ct

5 ANEMOMETRIA

Per il sito in esame si sono usati i dati anemometrici orari satellitari ERA5 della piattaforma EMD-WRF all'altezza di 100 m slm per complessivi 21 anni (a partire dal 01/01/2002 al 01/01/2023) che d'ora in avanti verrà identificata come torre anemometrica virtuale. Il punto di misura ha coordinate geografiche 17.0°E 42.0°N.

Nella tabella successiva sono mostrate le principali caratteristiche della torre anemometrica virtuale in oggetto.

Codice Torre	x	y	z	measurement	period	duration
EMD-WRF	665638	4651711	100	100m	01/01/2002 - 01/01/2023	21 years

Caratteristiche principali della torre anemometrica virtuale utilizzata per il presente studio – coordinate in WGS84 z33

Nella tabella successiva vengono presentati i risultati dell'analisi anemometrica condotta sui dati della torre virtuale.

Variable	Speed 100 m
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	6,520
MoMM wind speed (m/s)	6,520
Median wind speed (m/s)	6,108
Min wind speed (m/s)	0,010
Max wind speed (m/s)	27,478
CRMC wind speed (m/s)	8,294
Weibull k	1,833
Weibull c (m/s)	7,332
Mean power density (W/m²)	348
MoMM power density (W/m²)	348
Mean energy content (kWh/m²/yr)	3.052
MoMM energy content (kWh/m²/yr)	3.052
Energy pattern factor	2,059
Frequency of calms (%)	0,00
Possible data points	184.080
Valid data points	184,080
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100,00

Riepilogo risultati analisi anemometrica della torre virtuale EMD-WRF

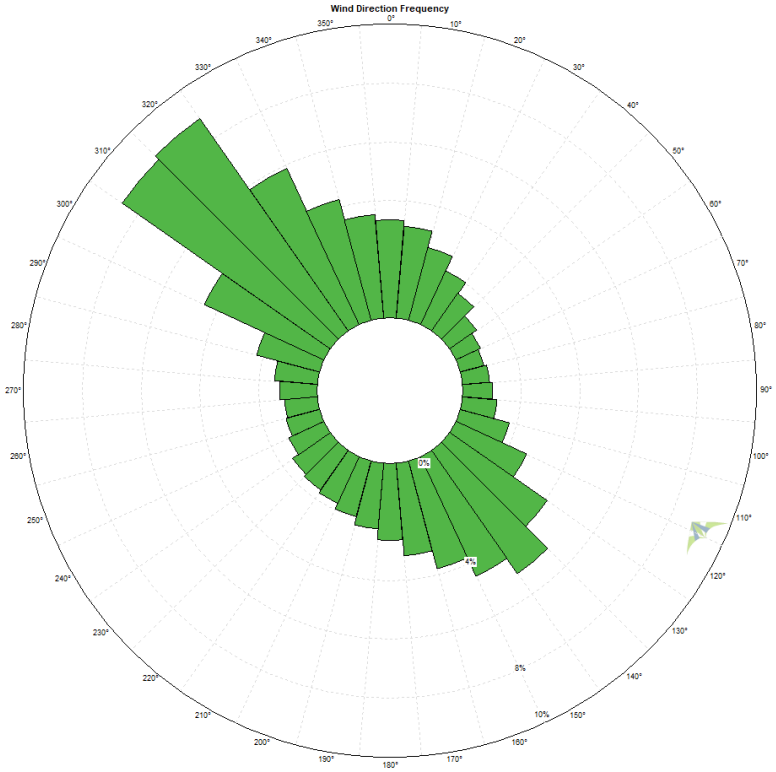
Dall'esame dei risultati mostrati nella precedente tabella si evince come il valore medio della velocità misurata sia di 6,52 m/s. Tale valore ricavato da una base di dati temporali così estesa è certamente da ritenersi

rappresentativo della ventosità di lungo periodo. Pertanto, come proposto nella tabella successiva, la velocità media storicizzata presso il parco Nemetun Island a 100 m di quota slm è pari a 6,52 m/s.

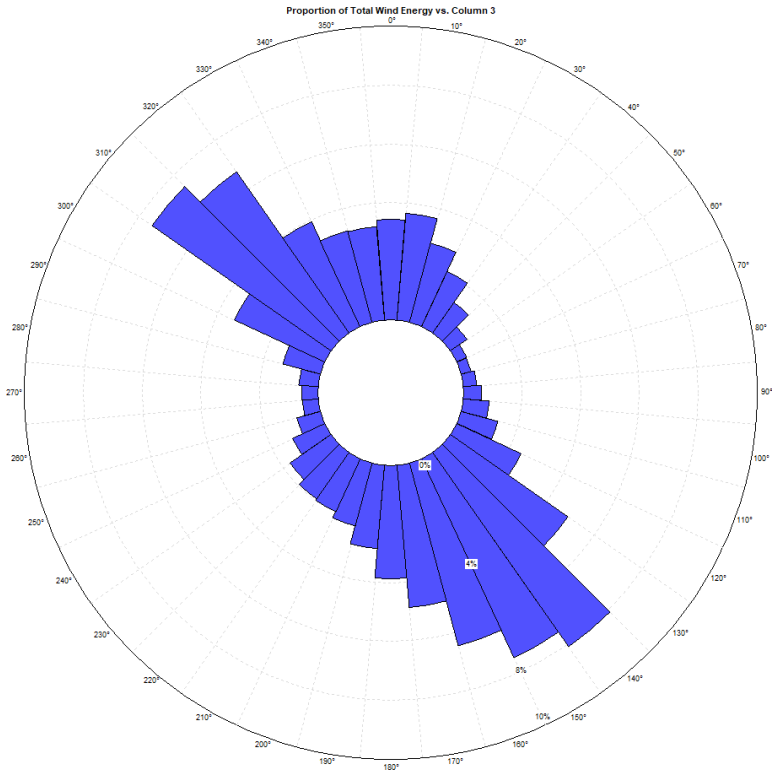
Sensore di velocità	V media misurata m/s	V media storicizzata m/s
100 m	6,52	6,52

Confronto tra le velocità medie misurate e storicizzate per la torre anemometrica virtuale a 100 m di quota slm

Dall'analisi delle successive figure si osserva la tipica direzionalità del vento Nord - Sud che caratterizza i siti pugliesi. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata in 36 settori.



Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100 m slm per la torre anemometrica virtuale



Rosa dei venti in energia di lungo periodo a 100m di quota slm per la torre anemometrica virtuale

Si osserva come in termini energetici il contributo dei venti settentrionali sia lievemente inferiore a quello dei venti meridionali.

Per poter estrapolare la ventosità alla prevista quota di hub di 150 m si è fatto ricorso alle misurazioni in corso nel mar Adriatico propedeutiche alla realizzazione di altri impianti offshore. In particolare, il proponente ha disponibilità dei dati di misura di una campagna anemometrica mediante strumentazione LIDAR (https://eolossolutions.com) avviata lo scorso Agosto 2023 in un sito posto a circa 20 miglia nautiche a Sud rispetto al parco in esame. Dall'analisi di tali misurazioni è emerso che il "**wind shear**" tra la misurazione a 100 m e quella a 150 m restituisce un incremento pari a circa il **30%**, da cui ne deriva una **velocità del vento di riferimento per l'analisi di producibilità pari a 7,28 m/s**.
Sul punto si tenga anche conto che le misurazioni in corso stanno facendo emergere valori reali decisamente più elevati di quelli estrapolati dalle banche dati satellitari: nel sito di misura, infatti, dai dati satellitari risulterebbe una velocità media del vento pari a 7,17 m/s, mentre dai primi 5 mesi di misurazione LIDAR risulterebbe una media pari a circa 7,7 m/s. Ovviamente un set di dati di 5 mesi non è sufficiente per svolgere elaborazioni statistiche solide, ma si può certamente affermare che dalle prime analisi comparative tra i dati LIDAR e quelli satellitari emerge che nel lungo periodo si possa ottenere un **valore di velocità media reale superiore almeno del 3%**.

6 STUDIO ANEMOLOGICO

Per poter calcolare correttamente la risorsa eolica in corrispondenza delle turbine del sito in esame che tenga conto delle perdite per scia è necessario modellare il campo di vento per il sito in questione a partire dai dati anemometrici riportati nel precedente capitolo. Si è utilizzato a questo scopo il software WindSim basato su modello CFD.

6.1 METODOLOGIA DI ANALISI CFD

Per la corretta modellazione del campo di vento del sito in esame si è elaborato un modello Fluido-Dinamico Computazionale (CFD) che risolve le equazioni di Navier-Stokes agli elementi finiti. La Fluido-Dinamica Computazionale (CFD) non linearizza infatti la complessa serie di equazioni differenziali delle leggi che governano numericamente la dinamica dei fluidi; quindi, non introduce alcuna semplificazione o approssimazione: la soluzione viene cercata tramite procedimenti iterativi, dividendo il dominio geometrico tridimensionale in piccoli volumi comunemente noti come mesh, sino ad arrivare alla convergenza di tutto il modello.

In pratica, una volta dati in input il modello orografico digitale del terreno (in questo particolare caso ovviamente piatto unitamente alle informazioni sulla rugosità del mare), le varie climatology e le caratteristiche delle turbine installate, il software calcola in output le curve isovento comprensive degli effetti scia per l'intera area.

6.2 IL DOMINIO DI ANALISI

Il modello digitale utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita tramite il software WindSim, consiste in un dominio rettangolare di 40 km x 40 km (centrato sul sito in esame) con grid di 100 m, come riportato nella successiva tabella.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	631000	670600	39600	100
Northing (m)	4678000	4634800	39600	100

	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100	100	Variable	-
Number of cells	396	396	60	9408960

Caratteristiche del dominio utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z33

6.3 LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT

Si riporta nelle successive tabelle le climatology in input utilizzate sulla base delle considerazioni fin qui svolte.

site name		dati_Nemetum_150m_BEST_CASE.windog										
filename		dati_Nemetum_150m_BEST_CASE-Exported										
measurement period		01/01/2002 00:00 - 01/01/2023 00:00						# records = 184080				
position		x = 665638		y = 4651711				z (agl) = 150.0				
Weibull param., average speed		k = 1.93		A = 8.32				average = 7.28				
Climatology characteristics, including Weibull (k,A) and average wind speed (m/s) of all sectors.												
.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	2.08	2.15	2.22	2.03	1.75	1.6	1.47	1.32	1.3	1.26	1.21	1.4
A	8.62	9.09	8.98	8.58	7.47	6.47	5.35	5.08	5.29	5.5	5.67	6.39
freq	3.4	3.1	2.6	2	1.6	1.1	0.9	0.9	0.9	1	1.2	1.7
mean	7.5	7.84	7.68	7.35	6.57	5.74	4.86	4.79	5.02	5.28	5.58	6
.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
k	1.61	1.88	1.98	2	1.94	2.02	2.14	2.09	2.13	2.26	2.13	1.91
A	7.46	8.78	9.78	9.99	9.93	9.76	9.77	9.25	8.97	9.11	9.09	8.56
freq	2.6	4.1	5.1	4.5	3.8	3.2	2.6	2.3	2	1.8	1.6	1.6
mean	6.77	7.78	8.65	8.72	8.7	8.46	8.4	7.96	7.69	7.71	7.66	7.33
.	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
k	1.65	1.54	1.44	1.45	1.51	1.65	2.15	2.9	2.68	2.17	1.84	1.93
A	7.57	6.67	5.61	5.43	5.65	6.56	7.85	8.78	8.3	7.58	7.45	8.04
freq	1.3	1.2	1.1	1.3	1.5	2.2	4.5	8.7	8.9	5.9	4.3	3.6
mean	6.64	5.99	5.16	5.03	5.18	5.92	6.91	7.68	7.3	6.68	6.71	7.1
Weibull (k,A), frequency (% related to all sectors) and average wind speed (m/s) versus sector.												

Caratteristiche della climatology in input al software relativa all'anemometro di riferimento

7 PRODUCIBILITÀ ATTESA

Sulla base dei dati in input riportati nei precedenti capitoli si è proceduto alla stima della produzione media annua di lungo periodo attesa per il progetto eolico Nemetun Island nella configurazione di impianto costituita da 63 WTG V236 hub 150 m. Nelle successive tabelle sono proposti i risultati

	name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed w/o wake (m/s)	gross AEP (MWh/y)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)	full load hours (h)	wind speed with wake (m/s)
	Turbine1	15000	150	1.195	7.28	50941	49234	3.35	3282	7.16
	Turbine2	15000	150	1.195	7.28	50941	49850	2.14	3323	7.20
	Turbine3	15000	150	1.195	7.28	50941	48770	4.26	3251	7.12
	Turbine4	15000	150	1.195	7.28	50941	47293	7.16	3153	7.02
	Turbine5	15000	150	1.195	7.28	50941	48017	5.74	3201	7.07
	Turbine6	15000	150	1.195	7.28	50941	48730	4.34	3249	7.12
	Turbine7	15000	150	1.195	7.28	50941	46947	7.84	3130	7.00
	Turbine8	15000	150	1.195	7.28	50941	46656	8.41	3110	6.98
	Turbine9	15000	150	1.195	7.28	50941	47400	6.95	3160	7.03
	Turbine10	15000	150	1.195	7.28	50941	47502	6.75	3167	7.04
	Turbine11	15000	150	1.195	7.28	50941	46728	8.27	3115	6.98
	Turbine12	15000	150	1.195	7.28	50941	46427	8.86	3095	6.96
	Turbine13	15000	150	1.195	7.28	50941	47089	7.56	3139	7.01
	Turbine14	15000	150	1.195	7.28	50941	46967	7.80	3131	7.00
	Turbine15	15000	150	1.195	7.28	50941	46157	9.39	3077	6.94
	Turbine16	15000	150	1.195	7.28	50941	46055	9.59	3070	6.94
	Turbine17	15000	150	1.195	7.28	50941	46947	7.84	3130	7.00
	Turbine18	15000	150	1.195	7.28	50941	48276	5.23	3218	7.09
	Turbine19	15000	150	1.195	7.28	50941	46463	8.79	3098	6.97
	Turbine20	15000	150	1.195	7.28	50941	45918	9.86	3061	6.93
	Turbine21	15000	150	1.195	7.28	50941	45877	9.94	3058	6.93
	Turbine22	15000	150	1.195	7.28	50941	46580	8.56	3105	6.97
	Turbine23	15000	150	1.195	7.28	50941	48113	5.55	3208	7.08
	Turbine24	15000	150	1.195	7.28	50941	46422	8.87	3095	6.96
	Turbine25	15000	150	1.195	7.28	50941	45826	10.04	3055	6.92
	Turbine26	15000	150	1.195	7.28	50941	45780	10.13	3052	6.92
	Turbine27	15000	150	1.195	7.28	50941	45923	9.85	3062	6.93
	Turbine28	15000	150	1.195	7.28	50941	47971	5.83	3198	7.07
	Turbine29	15000	150	1.195	7.28	50941	47079	7.58	3139	7.01
	Turbine30	15000	150	1.195	7.28	50941	46127	9.45	3075	6.94
	Turbine31	15000	150	1.195	7.28	50941	45790	10.11	3053	6.92
	Turbine32	15000	150	1.195	7.28	50941	45760	10.17	3051	6.92

	name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed w/o wake (m/s)	gross AEP (MWh/y)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)	full load hours (h)	wind speed with wake (m/s)
	Turbine33	15000	150	1.195	7.28	50941	46045	9.61	3070	6.94
	Turbine34	15000	150	1.195	7.28	50941	46376	8.96	3092	6.96
	Turbine35	15000	150	1.195	7.28	50941	48857	4.09	3257	7.13
	Turbine36	15000	150	1.195	7.28	50941	47298	7.15	3153	7.02
	Turbine37	15000	150	1.195	7.28	50941	46106	9.49	3074	6.94
	Turbine38	15000	150	1.195	7.28	50941	45785	10.12	3052	6.92
	Turbine39	15000	150	1.195	7.28	50941	45648	10.39	3043	6.91
	Turbine40	15000	150	1.195	7.28	50941	45607	10.47	3040	6.91
	Turbine41	15000	150	1.195	7.28	50941	45969	9.76	3065	6.93
	Turbine42	15000	150	1.195	7.28	50941	47161	7.42	3144	7.01
	Turbine43	15000	150	1.195	7.28	50941	48210	5.36	3214	7.09
	Turbine44	15000	150	1.195	7.28	50941	46743	8.24	3116	6.99
	Turbine45	15000	150	1.195	7.28	50941	45770	10.15	3051	6.92
	Turbine46	15000	150	1.195	7.28	50941	45510	10.66	3034	6.90
	Turbine47	15000	150	1.195	7.28	50941	45485	10.71	3032	6.90
	Turbine48	15000	150	1.195	7.28	50941	45734	10.22	3049	6.92
	Turbine49	15000	150	1.195	7.28	50941	47018	7.70	3135	7.00
	Turbine50	15000	150	1.195	7.28	50941	46285	9.14	3086	6.95
	Turbine51	15000	150	1.195	7.28	50941	45648	10.39	3043	6.91
	Turbine52	15000	150	1.195	7.28	50941	45607	10.47	3040	6.91
	Turbine53	15000	150	1.195	7.28	50941	45826	10.04	3055	6.92
	Turbine54	15000	150	1.195	7.28	50941	47054	7.63	3137	7.01
	Turbine55	15000	150	1.195	7.28	50941	47680	6.40	3179	7.05
	Turbine56	15000	150	1.195	7.28	50941	46575	8.57	3105	6.97
	Turbine57	15000	150	1.195	7.28	50941	46127	9.45	3075	6.94
	Turbine58	15000	150	1.195	7.28	50941	45969	9.76	3065	6.93
	Turbine59	15000	150	1.195	7.28	50941	47023	7.69	3135	7.00
	Turbine60	15000	150	1.195	7.28	50941	47171	7.40	3145	7.01
	Turbine61	15000	150	1.195	7.28	50941	46269	9.17	3085	6.95
	Turbine62	15000	150	1.195	7.28	50941	47634	6.49	3176	7.05
	Turbine63	15000	150	1.195	7.28	50941	47797	6.17	3186	7.06
	All	945000	-	-	-	3209252	2946663	8.18	3118	
	Mean	-	150	1.195	7.28	-	-	-	-	6.99

Stima di massima della produzione ideale di lungo periodo

Si ha quindi una producibilità, al netto delle perdite di scia, pari a **3.118 ore equivalenti**.

8 PRODUCIBILITÀ NETTA

Per quanto riguarda la producibilità netta, questa viene normalmente ottenuta considerando perdite tecniche comprese tra il 12% e il 15%. Nello specifico caso in esame è necessario puntualizzare che al momento non è ancora disponibile sul mercato una turbina specificatamente ottimizzata per classi di vento tipiche del Mediterraneo. Osservando gli sviluppi che si sono avuti finora in ambito onshore, si rileva che le turbine progettate per venti di minore intensità riescono a migliorare sensibilmente le performance di producibilità, con incrementi anche superiori al 10%. D'altro canto, come riportato in precedenza, le misure LIDAR in corso in un sito prossimo a quello dell'impianto in esame hanno messo in evidenza che la velocità del vento estrapolata dai dati satellitari è sottostimata di una percentuale pari ad almeno il 3%.
Al fine di tenere in debita considerazione questo scenario si è ritenuto corretto considerare un valore di perdite tecniche più contenuto rispetto a quello normalmente adottato, ma comunque cautelativo, pari al 7%.
Da tutto quanto sopra ne deriva che il valore di producibilità netta da considerare per il parco eolico offshore in esame è pari a **2.900 ore equivalenti**.