

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - BARIUM BAY
74 WTG – 1.110 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



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



**Progetto: Progetto preliminare per la realizzazione di un parco eolico offshore
- Bari**

Report: RELAZIONE TECNICA ANALISI DI PRODUCIBILITA'

Cliente:

Autori: Cristiano Paoletti

Data: 28 Maggio 2023

Revisione: Rev.0

INTRODUZIONE

Il Committente, operante nel settore delle energie rinnovabili e titolare di differenti progetti eolici nel territorio italiano, ha espresso la volontà a realizzare un parco eolico offshore composto da 74 aerogeneratori, per una potenza totale di 1110 MW di fronte alla costa nord-orientale della Regione Puglia, in particolare nello specchio di mare antistante la città di Bari.

A tale scopo, il Committente ha provveduto a richiedere all'Autore consulenza al fine di procedere allo svolgimento delle seguenti attività per il progetto in esame:

- I. Valutazione dei dati anemometrici del sito messi a disposizione e determinazione dei parametri caratteristici.
- II. Creazione del modello Fluido-Dinamico Computazionale (CFD) dell'area di studio centrato sul sito in esame.
- III. Valutazione della rosa dei venti, della distribuzione di Weibull della ventosità e delle perdite per scia per ogni singolo aerogeneratore sulla base dei dati anemometrici del sito.
- IV. Produzione del presente report di sintesi e delle tabelle di produzione.

Vengono riportati di seguito la descrizione delle attività svolte ed i risultati ottenuti per il progetto eolico offshore di Bari.

LIMITAZIONI DI RESPONSABILITÀ

Il presente lavoro si basa sulle informazioni trasmesse dal Cliente durante la fase di studio. L'Autore non risponde della veridicità, della correttezza e della completezza delle suddette informazioni.

Gli elaborati e le considerazioni condivise nel presente documento hanno natura di consulenza e non vanno utilizzate per scopi diversi da quelli noti ed espressi nel documento di offerta accettata.

Tutte le informazioni condivise dal Cliente, e quelle contenute nel presente lavoro, si ritengono confidenziali tra le parti e non possono essere condivise con terzi senza comune accordo.

Nel perimetro delle attività di questo lavoro non vi sono disposizioni per cui siano dovuti al Cliente aggiornamenti e revisioni delle informazioni qui contenute legati ad eventi o informazioni divenute disponibili in un momento successivo alla consegna del presente documento.

L'Autore non è responsabile per eventuali perdite, danni diretti o indiretti, o spese che il Cliente dovesse affrontare o in cui esso dovesse incorrere in relazione alle attività legate al presente lavoro e alla loro esecuzione, a meno che i suddetti danni, spese o perdite siano riconducibili in modo diretto ed immediato a condotta fraudolenta o estremamente negligente del Consulente.

Le parti concordano comunque che l'importo totale di qualunque danno giudicato rifondibile non potrà superare quanto già pagato dal Cliente verso l'Autore.

INDICE.

LIMITAZIONI DI RESPONSABILITÀ.....	3
1. SCOPO.....	5
2. IL SITO EOLICO	5
2.1. CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO.....	5
2.2. LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO.....	9
3. ANEMOMETRIA.	10
4. STUDIO ANEMOLOGICO	14
4.1. METODOLOGIA DI ANALISI CFD.....	14
4.2. IL DOMINIO DI ANALISI.	14
4.3. LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT.	15
5. PRODUCIBILITA' ATTESA.	16

1. SCOPO.

Scopo del presente documento è:

- l'analisi dei dati anemometrici per il sito in esame forniti dal Cliente e la determinazione dei parametri caratteristici;
- la valutazione delle rose dei venti;
- calcolo delle produzioni al netto delle perdite per scia tramite modellizzazione software CFD;
- produzione del report di sintesi e delle tabelle di producibilità

2. IL SITO EOLICO

2.1. CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO.

Il Sito Eolico in esame si trova al largo della costa di Bari, in Puglia come raffigurato in **Figura 1**. L'estensione del sito parte da circa 40 km di distanza dalla costa fino a circa 54 km dal litorale. L'ingombro del campo eolico lungo l'asse nord ovest – sud est è di circa 33 km.

Il progetto eolico oggetto del presente studio consta di complessive 74 installazioni eoliche del costruttore Vestas modello V236 di 150m di hub e potenza nominale 15000 kW e le cui coordinate sono riportate in **Tabella 1**. Il relativo layout è mostrato nella successiva **Figura 2**

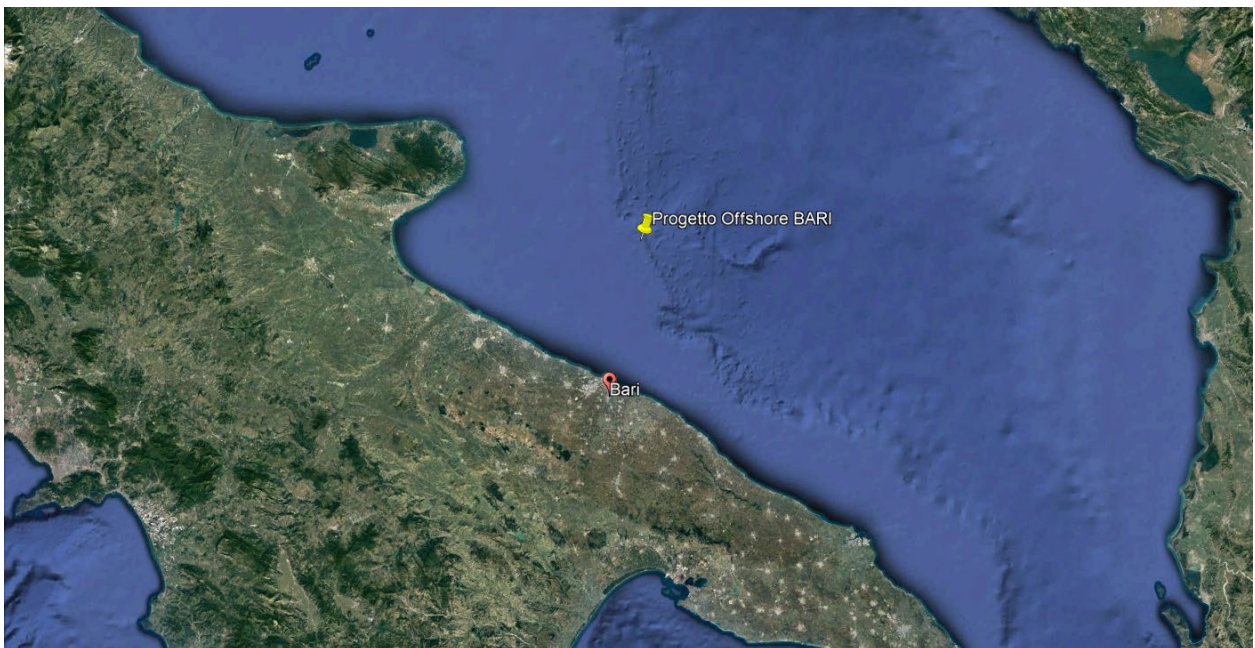


Figura 1 – Posizione del sito eolico su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth.



Figura 2 – Layout di impianto del proposto parco eolico offshore su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth.

Turbine type	Turbine No.	coordinate system	
		WGS84, Zone 33	
		x	y
V236_hub150m	Turbine1	656127	4613728
V236_hub150m	Turbine2	667608	4600470
V236_hub150m	Turbine3	665663	4604815
V236_hub150m	Turbine4	670212	4592518
V236_hub150m	Turbine5	672731	4593153
V236_hub150m	Turbine6	671496	4591778
V236_hub150m	Turbine7	671339	4593773
V236_hub150m	Turbine8	669789	4594217
V236_hub150m	Turbine9	671023	4595592
V236_hub150m	Turbine10	669552	4596124
V236_hub150m	Turbine11	668318	4594749
V236_hub150m	Turbine12	666975	4595424
V236_hub150m	Turbine13	668160	4596744
V236_hub150m	Turbine14	669395	4598119
V236_hub150m	Turbine15	667844	4598563
V236_hub150m	Turbine16	666610	4597187
V236_hub150m	Turbine17	665139	4597719
V236_hub150m	Turbine18	666373	4599094
V236_hub150m	Turbine19	666137	4601001
V236_hub150m	Turbine20	664982	4599711
V236_hub150m	Turbine21	663747	4598340
V236_hub150m	Turbine22	663431	4600158
V236_hub150m	Turbine23	665900	4602908
V236_hub150m	Turbine24	664429	4603440
V236_hub150m	Turbine25	663194	4602065
V236_hub150m	Turbine26	661960	4600690
V236_hub150m	Turbine27	660501	4601236
V236_hub150m	Turbine28	661723	4602597
V236_hub150m	Turbine29	664192	4605347
V236_hub150m	Turbine30	663956	4607254
V236_hub150m	Turbine31	662278	4605843
V236_hub150m	Turbine32	660252	4603129
V236_hub150m	Turbine33	658781	4603661
V236_hub150m	Turbine34	660458	4605073
V236_hub150m	Turbine35	662484	4607786
V236_hub150m	Turbine36	662248	4609693
V236_hub150m	Turbine37	661013	4608318

Turbine type	Turbine No.	coordinate system	
		WGS84, Zone 33	
		x	y
V236_hub150m	Turbine38	658544	4605568
V236_hub150m	Turbine39	657310	4604193
V236_hub150m	Turbine40	660777	4610225
V236_hub150m	Turbine41	659542	4608850
V236_hub150m	Turbine42	658308	4607475
V236_hub150m	Turbine43	657073	4606100
V236_hub150m	Turbine44	659306	4610757
V236_hub150m	Turbine45	657835	4611289
V236_hub150m	Turbine46	656600	4609914
V236_hub150m	Turbine47	656837	4608007
V236_hub150m	Turbine48	655602	4606631
V236_hub150m	Turbine49	653895	4609070
V236_hub150m	Turbine50	656363	4611821
V236_hub150m	Turbine51	654892	4612352
V236_hub150m	Turbine52	654656	4614260
V236_hub150m	Turbine53	654419	4616167
V236_hub150m	Turbine54	653185	4614791
V236_hub150m	Turbine55	653421	4612884
V236_hub150m	Turbine56	652187	4611509
V236_hub150m	Turbine57	650952	4610134
V236_hub150m	Turbine58	655366	4608538
V236_hub150m	Turbine59	653658	4610977
V236_hub150m	Turbine60	651950	4613416
V236_hub150m	Turbine61	654131	4607163
V236_hub150m	Turbine62	652423	4609602
V236_hub150m	Turbine63	650716	4612041
V236_hub150m	Turbine64	649245	4612573
V236_hub150m	Turbine65	650479	4613948
V236_hub150m	Turbine66	651714	4615323
V236_hub150m	Turbine67	652948	4616698
V236_hub150m	Turbine68	654183	4618074
V236_hub150m	Turbine69	653946	4619981
V236_hub150m	Turbine70	652711	4618605
V236_hub150m	Turbine71	651477	4617230
V236_hub150m	Turbine72	650242	4615855
V236_hub150m	Turbine73	649008	4614480
V236_hub150m	Turbine74	647773	4613105

Tabella 1 – Coordinate in WGS84 z33, quota, altezza hub delle 74 turbine previste.

2.2. LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO

Il committente intende installare presso il sito eolico di Bari l'aerogeneratore marca Vestas modello V236 da 150m di hub e rotore del diametro di 236m e potenza nominale unitaria di 15000 kW. Si riporta nella successiva **Tabella 2** la tabulazione della curva di potenza relativa alla densità standard dell'aria pari a 1,225 kg/m³ 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

Tabella 2 – Curva di potenza Vestas V236 e coefficiente di spinta Ct.

3. ANEMOMETRIA.

Per il sito in esame il committente ha fornito i dati anemometrici orari satellitari ERA5 della piattaforma EMD-WRF all'altezza di hub ovvero a 150m per complessivi 23 anni (a partire dal 01/01/1999 al 01/05/2022). Il punto di misura ha coordinate geografiche 16.921234°E 41.585518°N.

Nella **Tabella 3** successiva sono mostrate le principali caratteristiche della torre anemometrica virtuale in oggetto.

Codice Torre	x	y	z	measurement	period	duration
EMD-WRF	660144	4605541	150	150m	01/01/1999 - 01/05/2022	23 years

Tabella 3 – Caratteristiche principali della torre anemometrica virtuale utilizzata per il presente studio – coordinate in WGS84 z33.

Nella **Tabella 4** successiva vengono presentati i risultati dell'analisi anemometrica condotta sui dati della torre virtuale.

Variable	Speed 150 m
Measurement height (m)	150
Mean wind speed (m/s)	7.168
MoMM wind speed (m/s)	7.168
Median wind speed (m/s)	6.77
Min wind speed (m/s)	0.03
Max wind speed (m/s)	28.38
CRMC wind speed (m/s)	9.087
Weibull k	1.856
Weibull c (m/s)	8.061
Mean power density (W/m ²)	450
MoMM power density (W/m ²)	450
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	3942
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	3942
Energy pattern factor	2.042
Frequency of calms (%)	0
Possible data points	204504
Valid data points	204504
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100

Tabella 4 – Riepilogo risultati analisi anemometrica della torre virtuale EMD-WRF.

Dall'esame dei risultati mostrati in **Tabella 4** si evince come il valore medio della velocità misurata sia di 7,17 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 5** successiva, la velocità media storicizzata presso il sito di Bari a 150m di quota è pari a 7,17 m/s.

Sensore di velocità	V media misurata m/s	V media storizzata m/s
150m	7.17	7.17

Tabella 5 – Confronto tra le velocità medie misurate e storizzate per la torre anemometrica virtuale.

Dall'analisi delle successive **Figure 3** e **4** si osserva la tipica direzionalità del vento Nord -Sud che caratterizza i siti dell'Adriatico meridionale. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata in 36 settori.

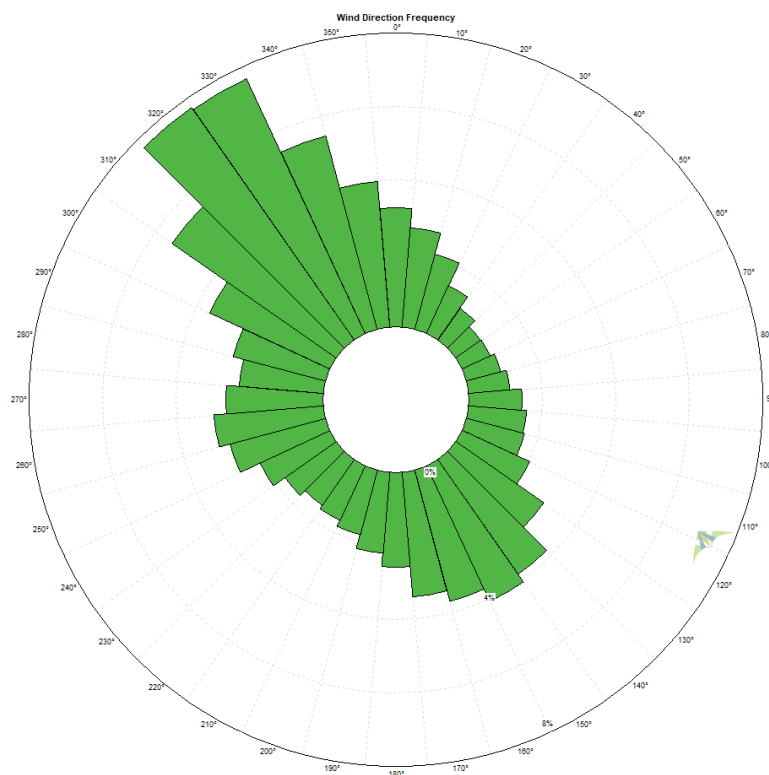


Figura 3 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 150m per la torre anemometrica virtuale.

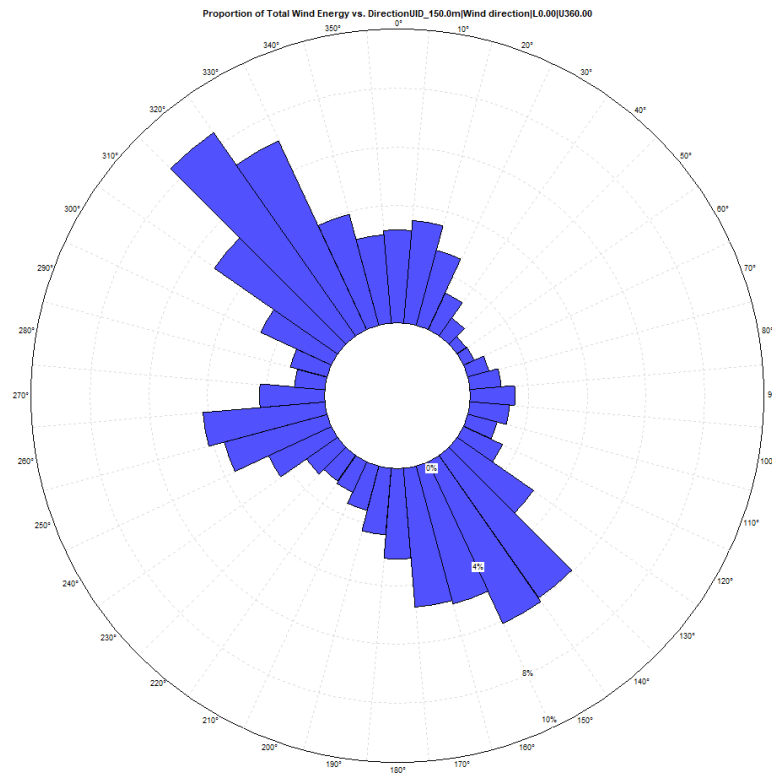


Figura 4 – Rosa dei venti in energia di lungo periodo a 150m di quota per la torre anemometrica virtuale.

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

4. 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.

4.1. METODOLOGIA DI ANALISI CFD.

Per la corretta modellazione del campo di vento del sito in esame si è elaborato un modello Fluidodinamico Computazionale (CFD) che risolve le equazioni di Navier-Stokes agli elementi finiti. La Fluidodinamica 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.

4.2. 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 30 km x 24 km (centrato sul sito in esame) con grid di 100m, come riportato nella successiva **Tabella 6**.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	640400	680000	39600	100
Northing (m)	4586000	4626000	39600	100

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

Tabella 6 – Caratteristiche del dominio utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z33.

4.3. LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT.

Si riporta nella successiva **Tabella 7** la climatology in input utilizzata sulla base delle considerazioni fin qui svolte.

site name													EMD-WRF Bari Offshore 150m_02.windog																																																													
filename													EMD-WRF_Bari_Offshore_150m																																																													
measurement period													01/01/1999 01:00 - 01/05/2022 01:00													# records = 204504																																																
position													x = 660144.0													y = 4605541.0													z (agl) = 150.0																																			
Weibull param., average speed													k = 1.95													A = 8.21													average = 7.168																																			
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																																							1.78			1.81			1.83			1.6			1.35			1.2			1.21			1.25			1.3			1.42			1.43			1.45		
A																																							7.8			8.63			8.54			7.39			5.99			4.7			4.79			5.78			6.36			7.05			6.63			6.09		
freq																																							3.2			2.7			2.1			1.4			1.1			0.8			0.9			1			1.1			1.5			1.6			1.6		
mean																																							6.93			7.57			7.43			6.5			5.59			4.58			4.7			5.55			6.03			6.45			6.12			5.62		
.																																																																										
13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																																																																										
k																																							1.5			1.66			1.75			1.92			2.1			1.99			1.96			2.04			2.15			2.06			1.92			2.03		
A																																							6.48			7.87			9.06			9.32			9.22			9.25			8.72			8.41			8.07			7.48			7.22			7.61		
freq																																							2			2.9			3.8			4.1			3.7			3.4			2.6			2.2			1.8			1.6			1.5			1.7		
mean																																							6.03			7.14			8.21			8.27			8			8.11			7.67			7.3			6.92			6.4			6.26			6.56		
.																																																																										
25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36																																																																										
k																																							2.01			2.05			2.06			1.93			2.18			2.17			2.25			2.76			2.81			2.58			2.21			1.83		
A																																							8.63			9.22			9.36			7.72			6.57			6.76			7.74			8.82			9.31			8.68			7.67			7.26		
freq																																							2.1			2.7			3			2.7			2.3			2.6			3.6			5.5			7.7			7.7			5.5			4		
mean																																							7.44			7.97			8.16			6.84			5.69			5.85			6.72			7.59			8.09			7.59			6.74			6.48		
Weibull (k,A), frequency (% related to all sectors) and average wind speed (m/s) versus sector.																																																																										

Tabella 7 – Caratteristiche della climatology in input al software relativa all'anemometro di riferimento.

5. PRODUCIBILITA' 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 offshore di Bari nella configurazione di impianto costituita da 74 WTG V236 hub 150m. Nella successiva **Tabella 8** sono proposti i risultati per la climatology utilizzata, con l'indicazione delle perdite per scia (wake loss) e il valore netto della velocità del vento. La producibilità attesa risulta, quindi essere pari a 3.356.654 MWh/anno, corrispondente a **3.024 ore equivalenti**.

name	power	hub height	density	wind speed without wake losses	power density	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	wind speed with wake losses
	(kW)	(m)	(kg/m**3)	(m/s)	(W/m**2)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(m/s)
Turbine1	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44945	9.5	6.84
Turbine2	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45075	9.2	6.85
Turbine3	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45767	7.8	6.90
Turbine4	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46028	7.3	6.91
Turbine5	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46535	6.3	6.95
Turbine6	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46209	6.9	6.93
Turbine7	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45479	8.4	6.87
Turbine8	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44976	9.4	6.84
Turbine9	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45463	8.4	6.88
Turbine10	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44390	10.6	6.80
Turbine11	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45290	8.8	6.86
Turbine12	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46091	7.2	6.91
Turbine13	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44663	10.0	6.81
Turbine14	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45417	8.5	6.88
Turbine15	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44313	10.7	6.79
Turbine16	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44718	9.9	6.81
Turbine17	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45304	8.7	6.86
Turbine18	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44688	10.0	6.81
Turbine19	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44565	10.2	6.81
Turbine20	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44837	9.7	6.83
Turbine21	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46237	6.9	6.92
Turbine22	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44789	9.8	6.82
Turbine23	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44604	10.2	6.82
Turbine24	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44825	9.7	6.83
Turbine25	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45030	9.3	6.84
Turbine26	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45391	8.6	6.86
Turbine27	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46290	6.8	6.93
Turbine28	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44724	9.9	6.82
Turbine29	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44617	10.1	6.82
Turbine30	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45559	8.2	6.89
Turbine31	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44541	10.3	6.82
Turbine32	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44961	9.4	6.84
Turbine33	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45432	8.5	6.87
Turbine34	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44728	9.9	6.83
Turbine35	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44843	9.7	6.83

Ing. Cristiano Paoletti

Viale Genova, 27 - 63084 Folignano (AP)

Tel.: +39 3518440378 - Mail: cristiano.paoletti@libero.it

name	power	hub height	density	wind speed without wake losses	power density	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	wind speed with wake losses
	(kW)	(m)	(kg/m**3)	(m/s)	(W/m**2)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(m/s)
Turbine36	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46512	6.3	6.94
Turbine37	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44681	10.0	6.81
Turbine38	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44373	10.6	6.79
Turbine39	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46343	6.6	6.93
Turbine40	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46074	7.2	6.91
Turbine41	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44798	9.8	6.83
Turbine42	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44431	10.5	6.80
Turbine43	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44797	9.8	6.82
Turbine44	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45639	8.1	6.88
Turbine45	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45208	8.9	6.86
Turbine46	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44291	10.8	6.79
Turbine47	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44452	10.5	6.79
Turbine48	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45294	8.8	6.86
Turbine49	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44722	9.9	6.81
Turbine50	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44277	10.8	6.79
Turbine51	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44296	10.8	6.79
Turbine52	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44133	11.1	6.77
Turbine53	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44988	9.4	6.84
Turbine54	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44301	10.8	6.78
Turbine55	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44111	11.1	6.77
Turbine56	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44491	10.4	6.80
Turbine57	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46387	6.6	6.94
Turbine58	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44638	10.1	6.81
Turbine59	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44212	10.9	6.78
Turbine60	15000	150	1.195	7.17	450	49644	44430	10.5	6.79
Turbine61	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46319	6.7	6.93
Turbine62	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45387	8.6	6.86
Turbine63	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45363	8.6	6.85
Turbine64	15000	150	1.195	7.17	450	49644	47064	5.2	6.97
Turbine65	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45727	7.9	6.88
Turbine66	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45377	8.6	6.85
Turbine67	15000	150	1.195	7.17	450	49644	45503	8.3	6.86
Turbine68	15000	150	1.195	7.17	450	49644	46403	6.5	6.93
Turbine69	15000	150	1.195	7.17	450	49644	48195	2.9	7.07
Turbine70	15000	150	1.195	7.17	450	49644	47399	4.5	7.00
Turbine71	15000	150	1.195	7.17	450	49644	47196	4.9	6.99
Turbine72	15000	150	1.195	7.17	450	49644	47229	4.9	6.99
Turbine73	15000	150	1.195	7.17	450	49644	47484	4.4	7.01
Turbine74	15000	150	1.195	7.17	450	49644	48806	1.7	7.10
All	1110000	-	-	-	-	3673656	3356654	8.6	6.86
Mean	-	-	1.195	7.17	450	-	-	-	-

Tabella 8 – Stima di massima della produzione ideale di lungo periodo con la V236.

6. PRODUCIBILITA' 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%.

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 **2.812 ore equivalenti**.