



Comune di Ascoli Satriano

Provincia di Foggia



PROPONENTE:

AME ENERGY S.r.l.

Via Pietro Cossa, 5 20122 Milano (MI)
ameenergysrl@legalmail.it P. IVA 12779110969

Progetto di un impianto eolico, denominato "Masserie Leone", costituito da n. 5 aerogeneratori della potenza unitaria di 6,6 MW, per una potenza complessiva di 33 MW, e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel comune di Ascoli Satriano (FG)

ELABORATO:

R004

OGGETTO DELL'ELABORATO:

Studio Anemologico E Producibilità

PROGETTAZIONE:

sirmes
servizi integrati per l'energia

PROGETTISTA:

Ing. Federica SCARANO
Ing. Carlo RUSSO
Arch. Giovanni MAGGINO

Corso Romuleo n. 245
83044 Bisaccia (AV)
tel. 0827.89652
info@sirmes.it
sirmes@pec.it



EMISSIONE:

DATA:

CODICE PROGETTO:

REDATTO DA:

1a

settembre 2023

ASCOL003E33

Ing. F. Scarano Arch. G. Maggino Ing. Carlo Russo

2a

3a

4a

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	2
2	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	2
3	DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	4
4	OBIETTIVI DELLO STUDIO.....	5
5	METODOLOGIA DI ANALISI	5
6	RISORSA EOLICA.....	6
7	ANALISI AERODINAMICA	10
8	STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA	15
9	INCERTEZZE SULLA STIMA DI PRODUZIONE	17
10	CONCLUSIONI DELLO STUDIO ANEMOLOGICO	18

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1: Inserimento dell'area di impianto e del punto di connessione su carta IGM 1:250000</i>	3
<i>Figura 2: Inquadramento del layout su cartografia IGM 1:25000</i>	4
<i>Figura 3: punto di acquisizione dati Vortex rispetto al layout di impianto su carta IGM 1:25000</i>	7
<i>Figura 4: climatologia nel punto di acquisizione dei dati Vortex a 100 m dal suolo, rappresentata per mezzo della rosa dei venti (a destra)</i>	8
<i>Figura 5: profilo giornaliero, annuale e mensile della velocità</i>	10
<i>Figura 6: strati di energia eolica, strati di vento, strati del terreno</i>	13
<i>Figura 7: mappa di ventosità nell'area di interesse a 100 m dal suolo</i>	15
<i>Figura 8: calcolo della resa energetica</i>	16

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1: Riferimento catastale e geografico della posizione degli aerogeneratori</i>	4
<i>Tabella 2: Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto</i>	5
<i>Tabella 3: Condizioni del vento al mozzo degli aerogeneratori e stima di produzione lorda</i>	16
<i>Tabella 4: perdite tecniche d'impianto</i>	17
<i>Tabella 5: stima di produzione alle soglie P50, P75 e P90</i>	18

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce lo studio anemologico concernente la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica per mezzo di 5 aerogeneratori tripala da 6,6 MW, di potenza complessiva di 33 MW (di seguito il “Progetto” o “l'Impianto”), collocati nel territorio di Ascoli Satriano, in provincia di Foggia, in Regione Puglia.

2 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Gli aerogeneratori che compongono il progetto eolico sono interamente ubicati nel comune di Ascoli Satriano (FG), in Puglia, ad un'altitudine compresa tra i 405 ed i 338 m s.l.m.

L'area, di carattere pianeggiante, è adibita prevalentemente ad uso agricolo.

L'area del parco eolico dista dai seguenti centri abitati:

- Ascoli Satriano – 7,40 Km
- Stornarella – 12,30 Km
- Cerignola – 22,70 Km
- Ortona – 17,90 Km
- Ortanova – 19,30 Km
- Candela – 9,30 Km
- Castelluccio dei Sauri – 20,90 Km
- Deliceto – 21 Km
- Foggia – 32 Km
- Lavello – 14,30 Km
- Melfi – 15,70 Km.

Occupava una superficie totale di circa 6 km². L'elettricità prodotta viene condotta per mezzo di un cavidotto MT interrato dall'area di parco fino ad una sottostazione di nuova realizzazione ricadente anch'essa nel comune di Ascoli Satriano. Nel suo percorso, tale cavidotto interrato passa sul territorio comunale di Ascoli Satriano.

La figura 1 riporta la posizione dell'area progetto su IGM, nonché della Stazione Utente 150/30 kV.

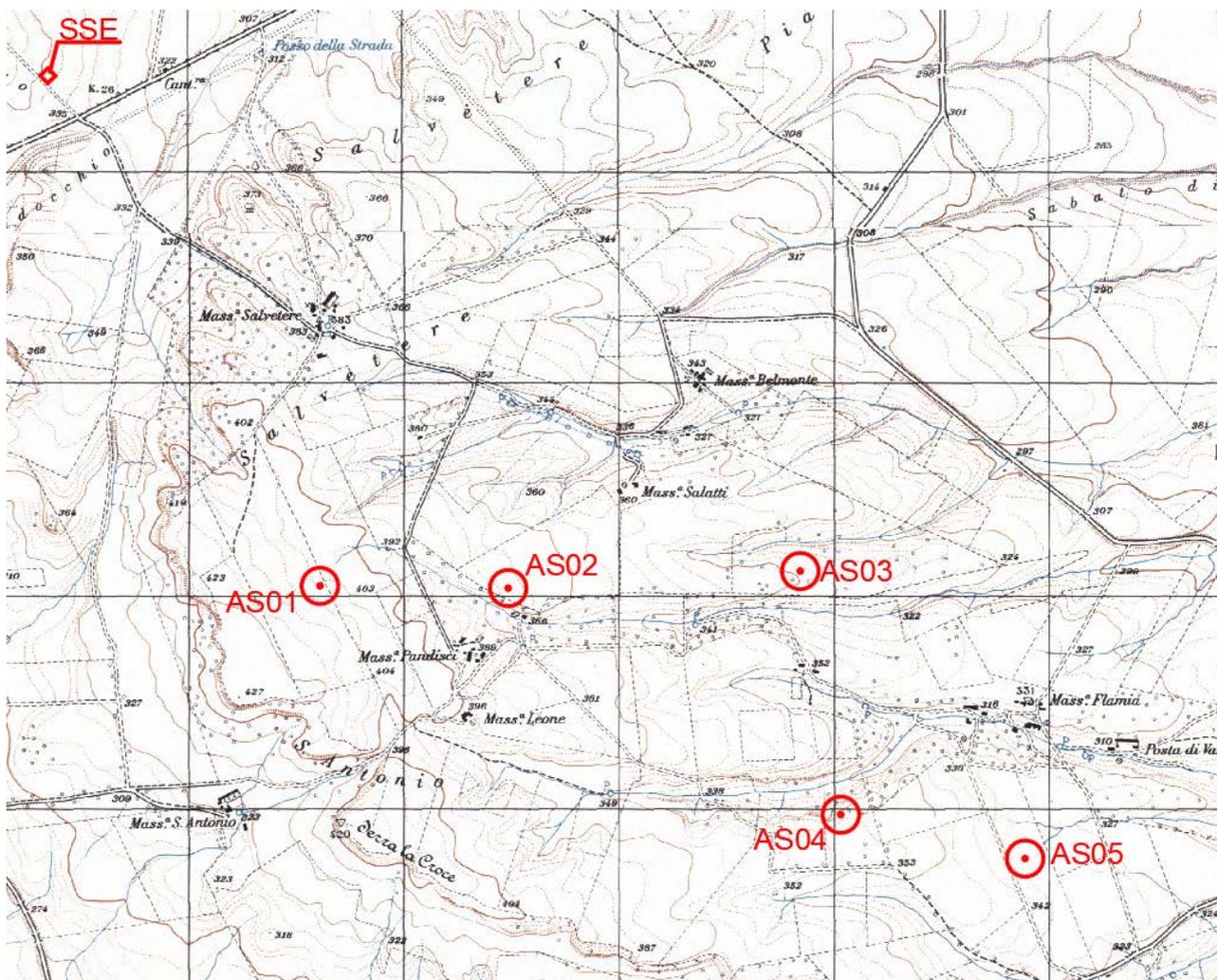


Figura 1: Inserimento dell'area di impianto e del punto di connessione su carta IGM 1:250000

Si riporta, inoltre, il layout di impianto su carta IGM 1:25000 (Figura 2). Seguono gli identificativi, i dati catastali e le coordinate assolute nel sistema di riferimento UTM WGS84 F33 (Tabella 1).

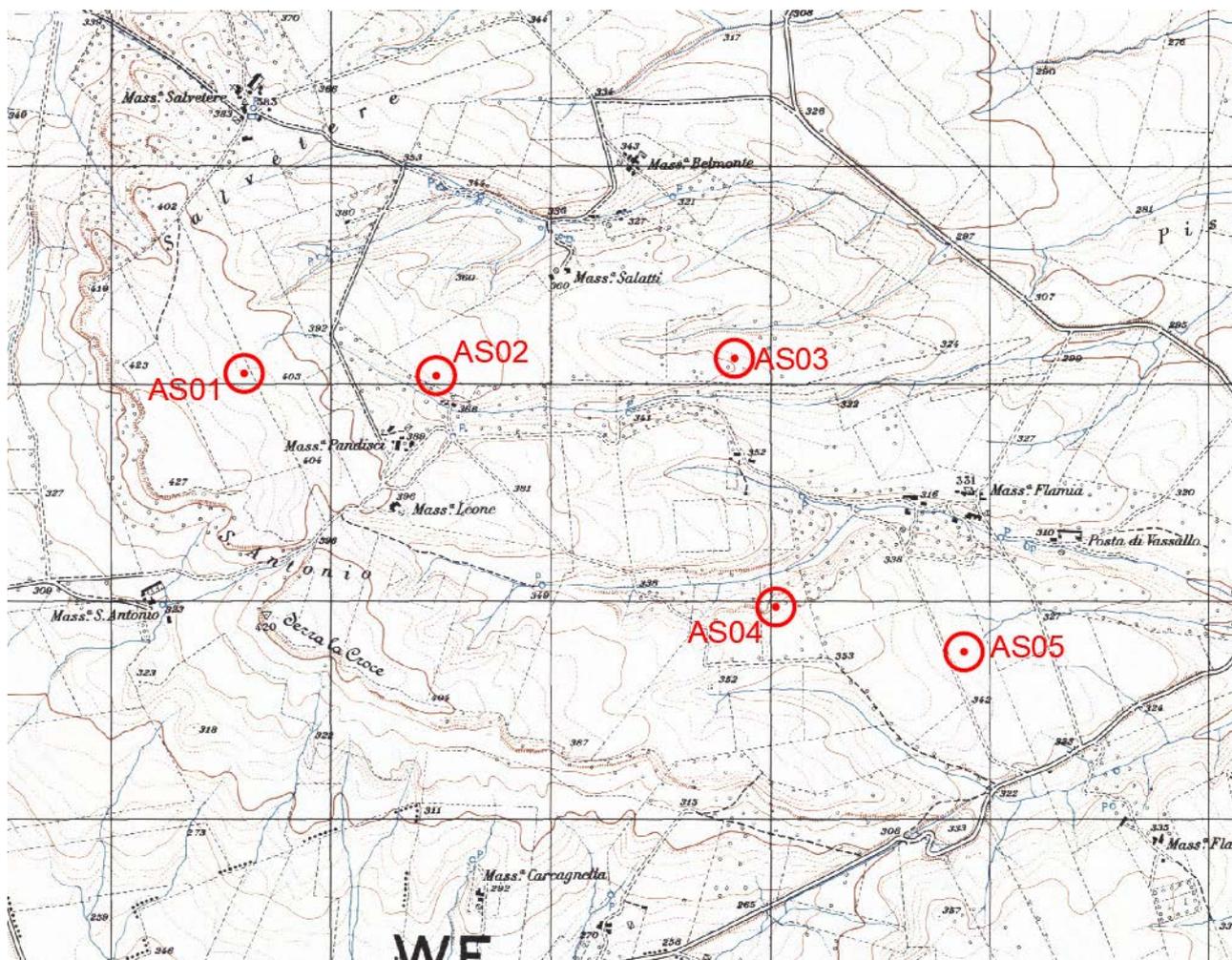


Figura 2: Inquadramento del layout di Orsara di Puglia su cartografia IGM 1:25000

Id	Comune	Riferimento catastale		UTM WGS F33	
		Foglio	Particella	Est [m]	Nord [m]
AS 01	Ascoli Satriano	92	60	552540	4555861
AS 02	Ascoli Satriano	93	265	553417	4555851
AS 03	Ascoli Satriano	93	263	554778	4555931
AS 04	Ascoli Satriano	96	188-189	554967	4554786
AS 05	Ascoli Satriano	96	41	555826	4554580

Tabella 1: Riferimento catastale e geografico della posizione degli aerogeneratori

3 DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

Il progetto per la realizzazione dell’impianto eolico da 33 MW nel comune di Ascoli Satriano (FG) prevede di installare 5 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,6 MW. L’energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori verrà trasmessa a mezzo di un cavidotto interrato in media tensione (MT) a 30 kV, il cui tracciato corre nel Comune di Ascoli Satriano (FG), fino ad una sottostazione di trasformazione 150/30 kV da ubicarsi nello stesso Comune di Ascoli Satriano (FG).

Il modello di aerogeneratore sarà selezionato sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. Il tipo e la taglia esatta dell'aerogeneratore saranno comunque individuati in seguito della fase di acquisto della macchina e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva. Si riportano in Tabella 2 le principali caratteristiche tecniche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,6 MW.

Potenza nominale	6,6 MW
Diametro del rotore	170 m
Lunghezza della pala	83,50 m
Area spazzata	22.698 mq
Altezza al mozzo	135 m
Classe di vento IEC	S-61400-1
Velocità cut-in	3 m/s
Velocità cut-out	25 m/s

Tabella 2: Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto

Nei pressi di ogni aerogeneratore sarà realizzata una piazzola opportunamente dimensionata, collegata alla viabilità pubblica per mezzo di strade carrabili con ampiezza di 5,5 m. Sono previsti inoltre adeguamenti stradali laddove le condizioni della viabilità esistente non permettano il trasporto di grandi componenti fino all'area di parco.

Il progetto oggetto di questo studio è frutto di scelte e considerazioni tecniche effettuate nel rispetto dei vincoli territoriali e del contesto insediativo circostante. L'impianto produrrà energia da fonte rinnovabile con lo scopo di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di energia e di diminuire la dipendenza da fonti fossili, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi strategici nazionali verso la transizione energetica.

4 OBIETTIVI DELLO STUDIO

Questa relazione, frutto dell'analisi anemologica realizzata, ha i seguenti obiettivi:

- ottenimento di una climatologia rappresentativa delle condizioni a lungo termine;
- creazione di un modello fluidodinamico da utilizzare per la simulazione delle condizioni vento;
- caratterizzazione del campo fluidodinamico nell'area di interesse;
- determinazione delle perdite tecniche di impianto;
- stima di produzione in un regime di incertezza, dunque, a vari livelli di confidenza;
- valutazione tecnica finale del progetto dal punto di vista della risorsa eolica e del layout realizzabile.

5 METODOLOGIA DI ANALISI

Per il completamento degli obiettivi dello studio sono state svolte le seguenti attività:

- scelta di una banca dati che rappresenti le condizioni in sito in maniera sufficientemente affidabile;
- definizione di un modello digitale del terreno in grado di descrivere accuratamente l'orografia dello stesso;
- elaborazione di una mappa di rugosità dell'area sulla base di ortofoto e foto del sito;
- implementazione del modello digitale del terreno e della mappa di rugosità nel software di calcolo;

- risoluzione del problema fluidodinamico all'interno del volume di controllo;
- calcolo degli effetti di scia e di interferenze aerodinamiche indotte dai vari aerogeneratori previsti;
- valutazione delle perdite tecniche generali;
- calcolo della produzione energetica del progetto al netto degli effetti topografici e delle perdite di scia (P50);
- valutazione delle incertezze di misura e di calcolo energetico;
- determinazione della produzione elettrica alle soglie di confidenza P75 e P90.

Lo studio anemologico è stato condotto per mezzo di avanzate tecniche di analisi e di calcolo attualmente presenti nel mercato nel settore dell'energia eolica. In particolare sono stati utilizzati i seguenti prodotti software:

- **Weather Research and Forecast (WRF)**, modello meteorologico mesoscala di ultima generazione, creato dalla collaborazione tra istituti ed università statunitensi. È utilizzato dall'azienda Vortex FDC per ricavare la risorsa eolica in sito a partire da dati di rianalisi;
- **Atlante globale del vento e WindSim** della Windsim AS per l'analisi ed elaborazione del problema fluidodinamico, la valutazione della risorsa eolica, il calcolo della produzione energetica e delle perdite per effetto scia.

6 RISORSA EOLICA

Esistono diverse soluzioni per stimare le condizioni di vento attese in sito. Solitamente, si effettuano campagne di misurazione con stazioni meteorologiche o attraverso strumenti di remote sensing (sodar o lidar). Tuttavia, possono essere utilizzate delle alternative alle campagne anemometriche tradizionali, come l'impiego di modelli meteorologici mesoscala in grado di ricavare le condizioni di vento locali a partire da dati di rianalisi. In questo caso, sono stati utilizzati i dati elaborati da Vortex FDC.

Il capitolo si apre descrivendo la metodologia Vortex. Nella seconda parte, invece, verranno descritte le caratteristiche del vento nel sito.

6.1 DATI VORTEX

Lo studio si basa su dati di vento forniti dall'azienda Vortex FDC, leader mondiale nell'elaborazione di modelli aerodinamici on-demand. Con un'esperienza superiore ai 15 anni e collaborazioni con i principali operatori internazionali, Vortex ha sviluppato la propria metodologia di down-sizing per stimare ad alta risoluzione le condizioni di vento in sito a partire da dati di rianalisi.

È prassi comune basare lo sviluppo di progetti eolici su dati di rianalisi, specie quando non sono disponibili dati anemologici provenienti da campagne di misurazione realizzate in sito, o la lunghezza degli stessi non permette di ricavare le condizioni attese sul lungo periodo. I dati di rianalisi consistono in serie temporali storiche che descrivono l'andamento di variabili meteoceaniche. Sono stati ottenuti utilizzando i dati provenienti da campagne di misurazione con tecnologie convenzionali (stazioni sinottiche, palloni/dispositivi sonori, boe) e di telerilevamento satellitare. Queste osservazioni, uniformate nello spazio e nel tempo da un opportuno sistema di acquisizione, sono state poi inserite in modello meteorologico globale, in grado di ricostruire le condizioni atmosferiche laddove fossero assenti osservazioni. Grazie ad i rapidi avanzamenti degli ultimi anni, sono stati lanciati dati di rianalisi sempre più accurati, culminati con il dataset ERA5 (dell'ECMWF). Tuttavia, la risoluzione dei dati di rianalisi è tutt'ora troppo bassa per poter utilizzare questi dati in una stima di produzione.

Di contro, la metodologia di Vortex si basa sull'uso del WRF (Weather Research & Forecasting Model). Il WRF è il risultato di una collaborazione tra i seguenti enti statunitensi: National Center for Atmospheric Research (NCAR), National Oceanic and Atmospheric Administration, National Centers for Environmental Prediction (NCEP) and Forecast Systems Laboratory (FSL), Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, dalla University of Oklahoma e Federal Aviation Administration (FAA). Il WRF è un modello meteorologico numerico meso-scala di nuova generazione, progettato sia per svolgere previsioni meteo che per scopi di ricerca riguardo l'atmosfera. Esso, consente di effettuare il downsizing dei dati di rianalisi, ovvero, ricavare le condizioni di vento con alta risoluzione passando da macro a micro scala (fino a 100 m di risoluzione). Nella sua implementazione del modello WRF, Vortex utilizza un ventaglio di dataset geofisici globali, come l'SRTM per i dati topografici e l'ESA GlobCover per la rugosità del suolo, che consentono di caratterizzare l'orografia locale. Ne risulta una mappa di ventosità ad alta risoluzione, che tiene conto degli effetti topografici sulle condizioni del vento.

Grazie a partnerships con i maggiori operatori di mercato, Vortex ha potuto effettuare delle campagne di validazione estremamente robuste, che si sono avvalse di climatologie rilevate in più di 250 punti in tutto il mondo, e quantificando l'errore medio sulle loro predizioni. Il verdetto dello studio di validazione è un errore medio pari al 6.88%, che si considera accettabile per la valutazione del potenziale energetico in sito.

6.2 SINTESI DATI

Per caratterizzare adeguatamente della risorsa eolica presente in sito, sono stati acquisiti 20 anni di dati Vortex in un punto interno all'area di impianto. Figura 3 individua la posizione del punto di acquisizione rispetto al layout di impianto, di coordinate [533130 m Est; 4555271 m Nord] su sistema di riferimento UTM WGS84 F33. Le condizioni di vento sono state ricavate ad un'altezza dal terreno di 100 metri.

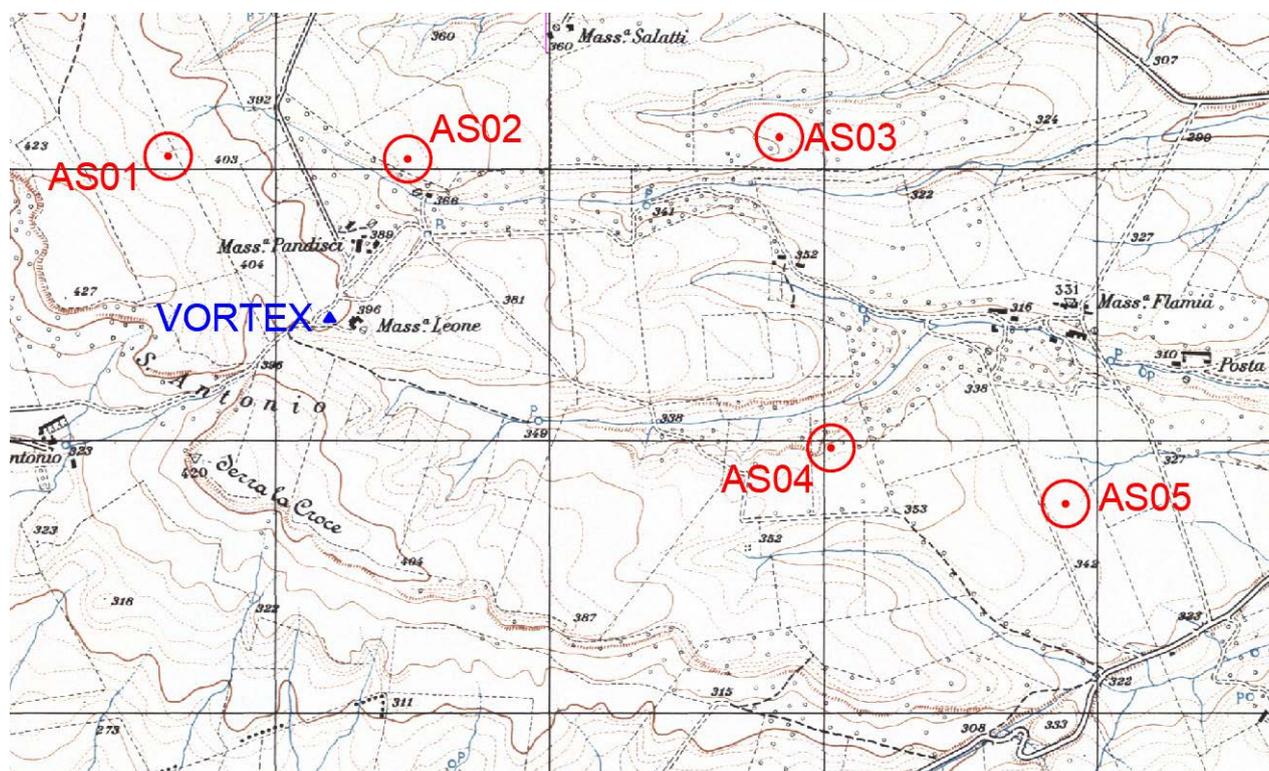


Figura 3: punto di acquisizione dati Vortex rispetto al layout di impianto su carta IGM 1:25000

Vortex FDC fornisce la climatologia ventennale tramite una funzione di distribuzione delle probabilità a due variabili: velocità e direzione. Tale funzione è rappresentata graficamente attraverso la rosa dei venti riportata in Figure 4. Dalla rosa dei venti si desume che il vento con potenziale energetico più elevato proviene da sud-ovest-ovest e nord-est-nord.



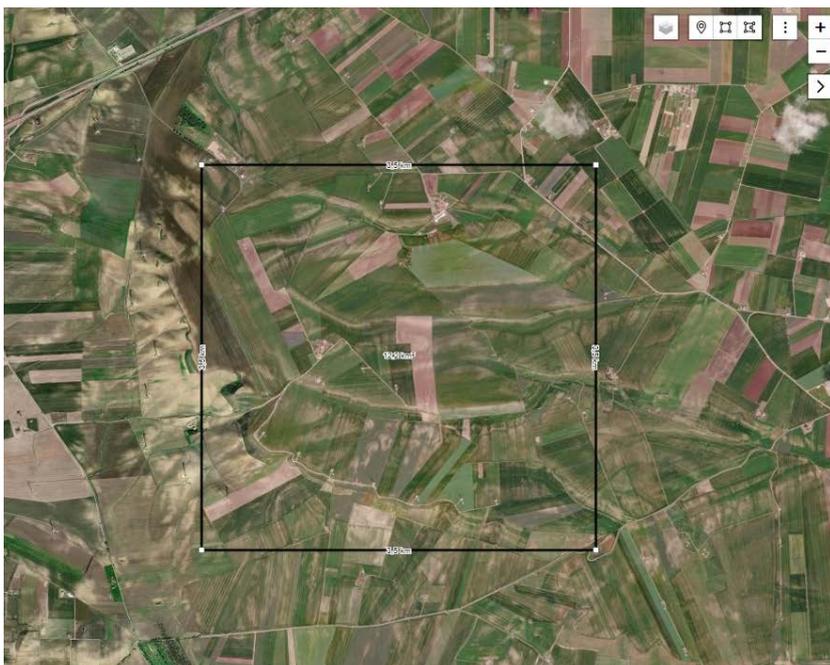
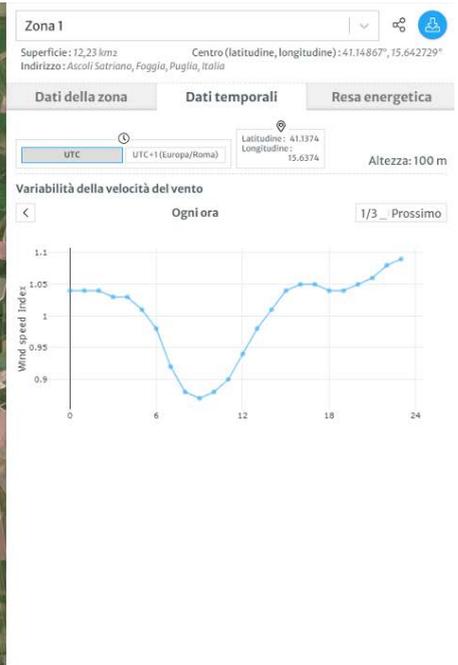
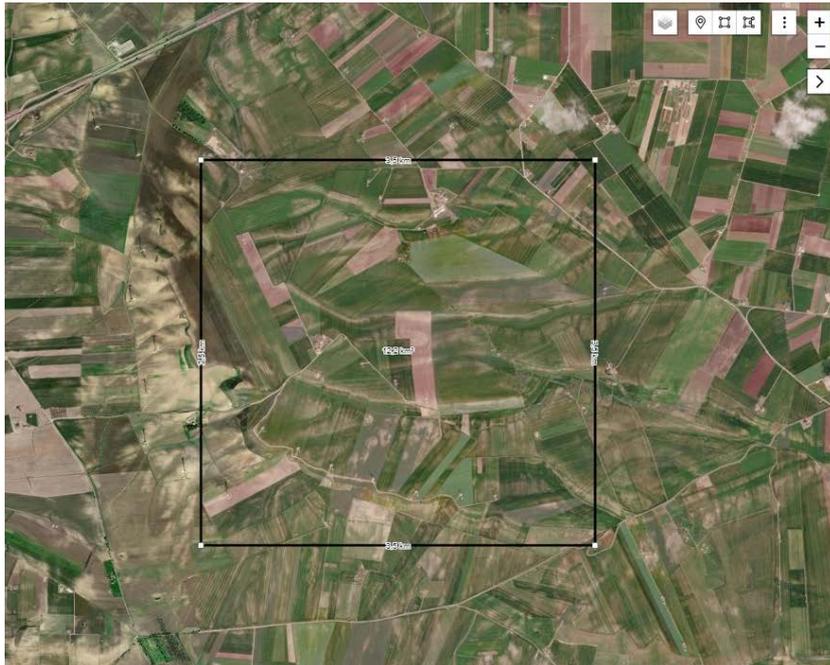
Figura4: climatologia nel punto di acquisizione dei dati Vortex a 100 m dal suolo, rappresentata per mezzo della rosa dei venti (a destra).

La velocità media si attesta è intorno ai 7,39 m/s.

Poiché i dati Vortex sono forniti come una funzione di distribuzione e non come serie temporale, non è possibile desumere il profilo diurno e stagionale della velocità del vento tramite questa risorsa. Di conseguenza, si è fatto riferimento al Global Wind Atlas, applicazione web elaborata dalla Technical University of Denmark (DTU), che fornisce indicazioni sulle condizioni vento globali operando su una rete di dati Vortex a 3 km di risoluzione ed effettuando il down-scaling tramite il modello di micrositing Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP).

Da questa analisi, rappresentata nelle figure sottostanti, si desume che la ventosità attesa cala in prima mattinata, per poi aumentare progressivamente fino a mezzanotte. In tal senso, segue un profilo leggermente diverso da quello tipico dei siti italiani, con un picco nelle prime ore pomeridiane ed una progressiva diminuzione della velocità durante la sera. Contrariamente, il profilo della velocità annuale segue l'andamento stagionale che caratterizza gli impianti italiani, con una velocità media superiore nei mesi invernali ed un calo nei mesi estivi.

PROGETTO DI UN IMPIANTO EOLICO DENOMINATO “MASSERIE LEONE” DELLA POTENZA DI 33 MW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI ASCOLI SATRIANO (FG)



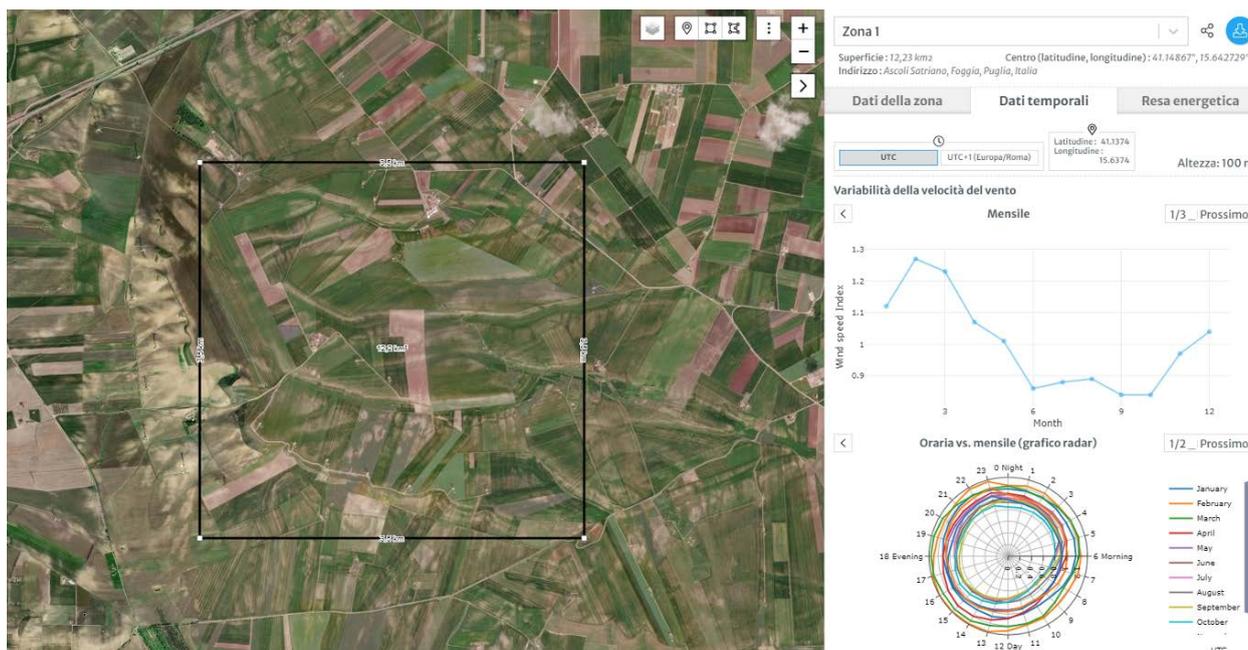


Figure 5: profili giornaliero, annuale e mensile delle velocità

7 ANALISI AERODINAMICA

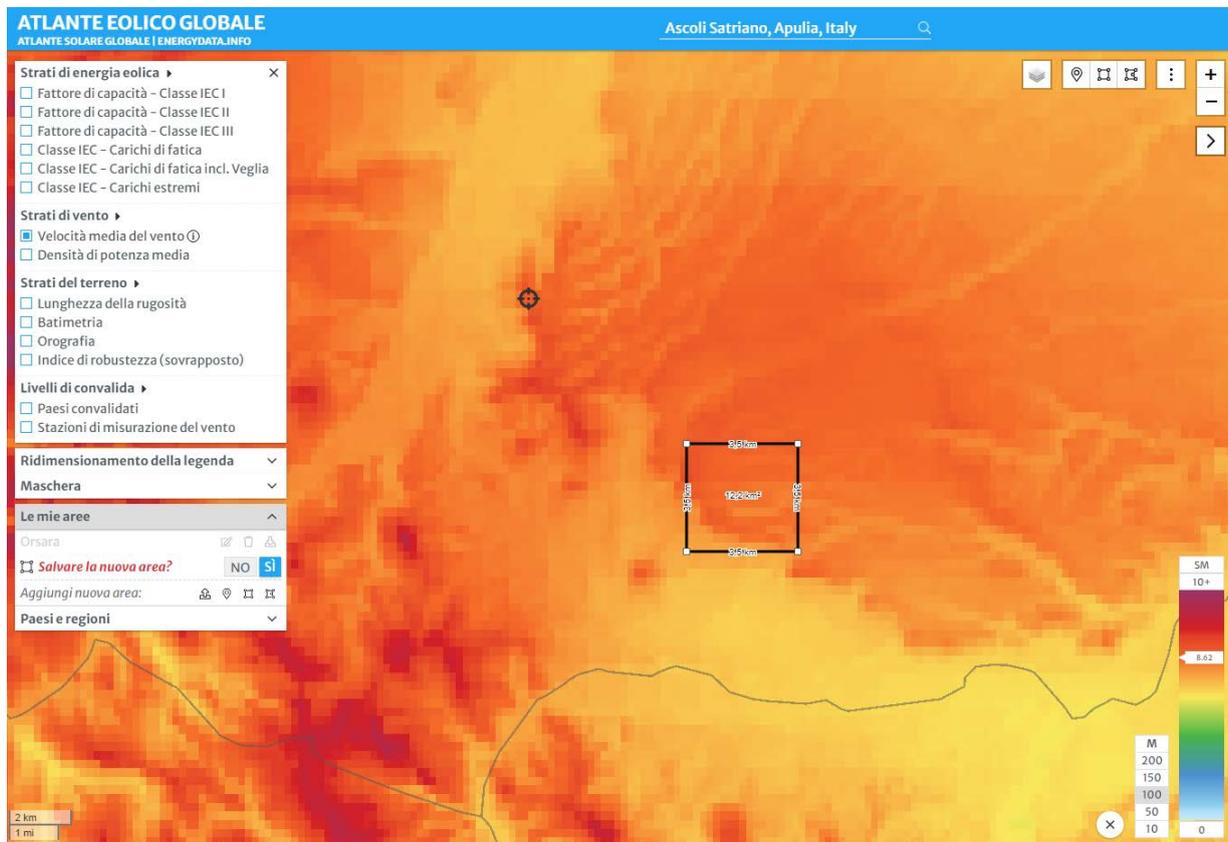
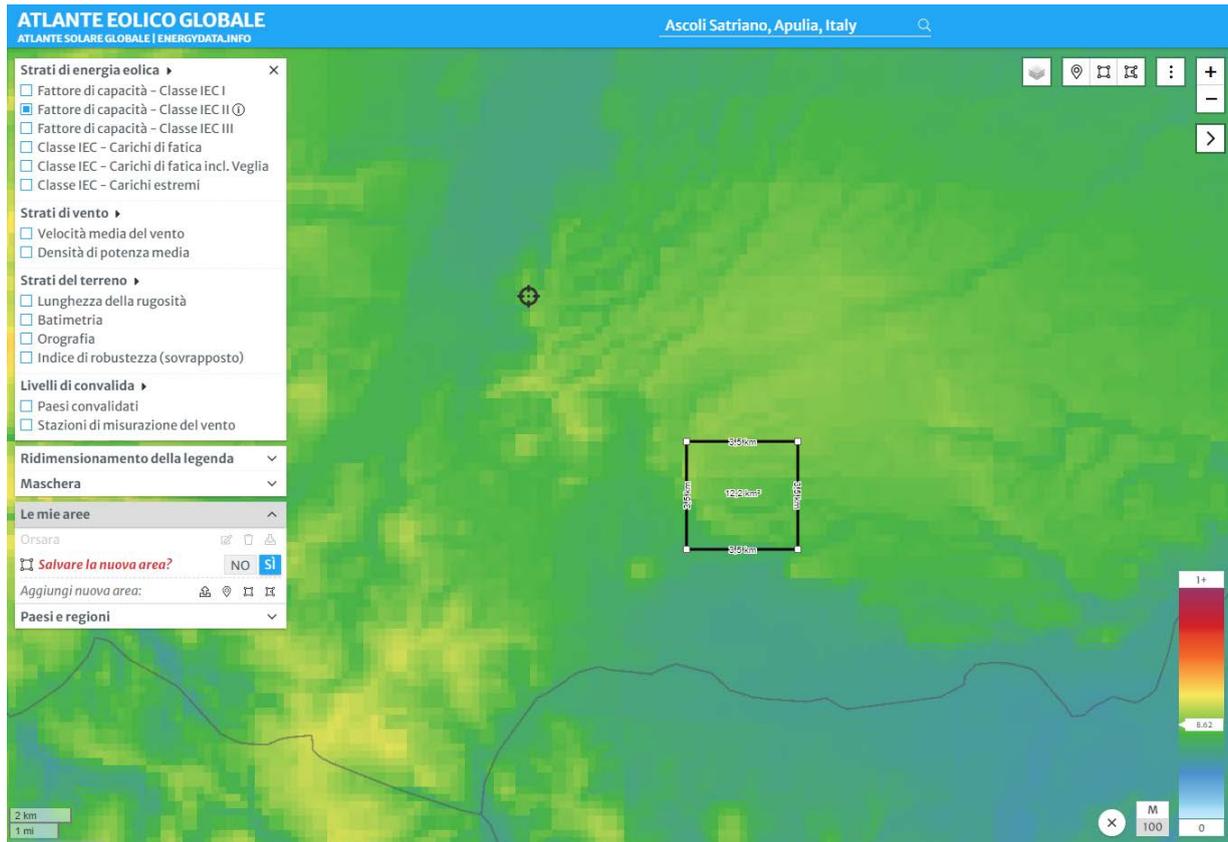
La creazione di un modello fluidodinamico capace di descrivere le condizioni di vento in sito ha previsto due passi successivi: l'implementazione di un modello digitale del terreno che caratterizzi l'elevazione e rugosità del terreno; la risoluzione del modello di calcolo fluidodinamico. Tali fasi sono descritte di seguito con maggiore dettaglio. Il capitolo si conclude con l'esposizione dei risultati.

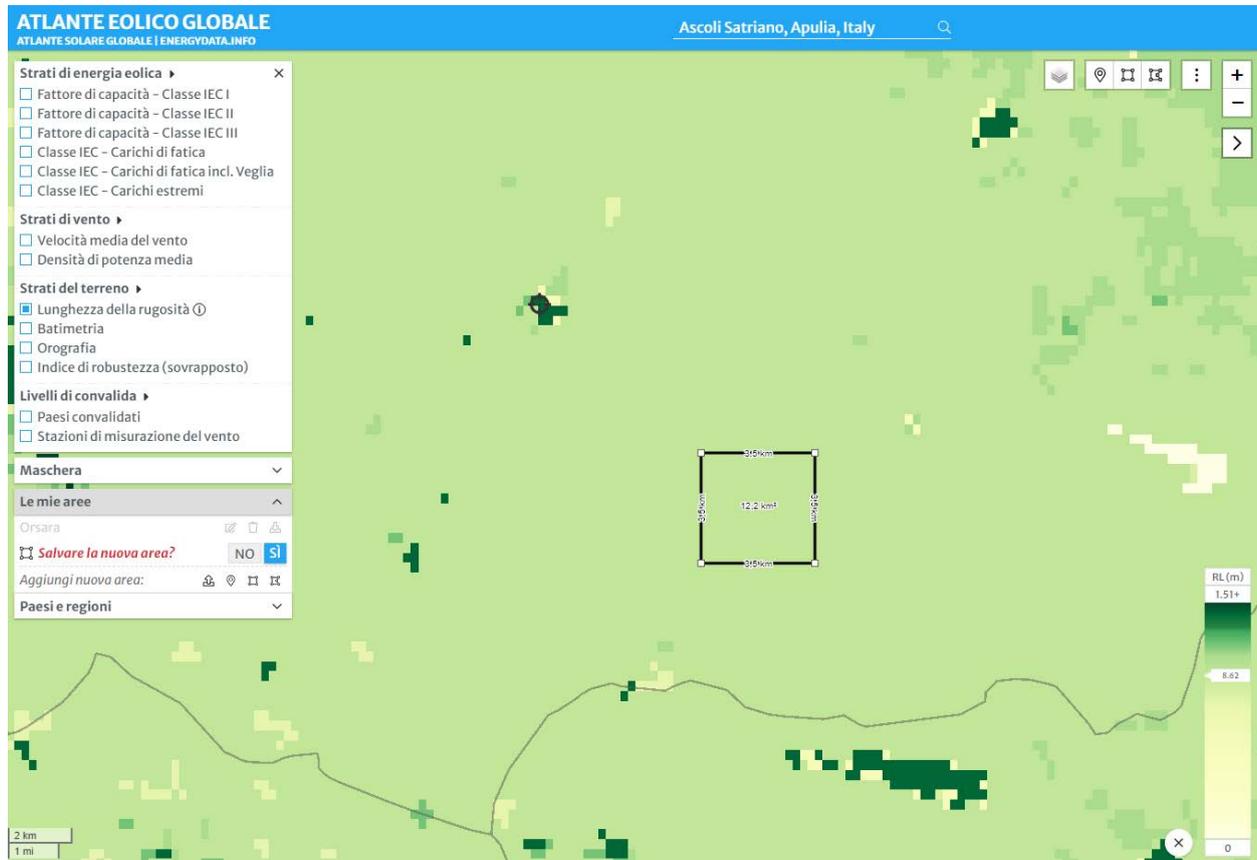
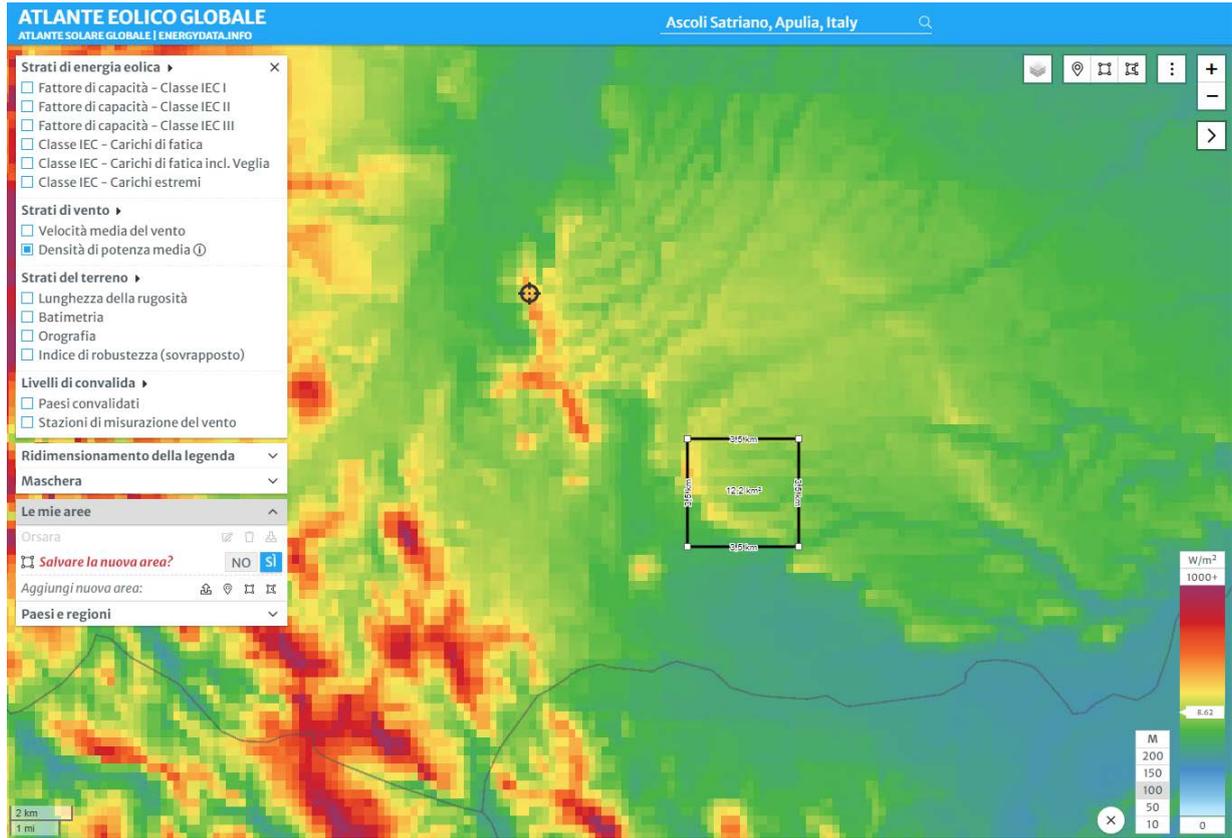
7.1 MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

In relazione all'estensione e alle caratteristiche orografiche del territorio, si è implementato un modello digitale del terreno esteso di 3,5x3,5 km, avendo cura in particolare di includere nel modello anche le zone a più alta quota presenti in direzione dell'origine dei venti prevalenti. In questo modo si intende rappresentare al meglio le caratteristiche orografiche della zona circostante il sito.

Con le figure sottostanti vengono rappresentati gli:

- Strati di energia eolica
 - ✓ Fattore di capacità IEC Classe II
- Strati vento
 - ✓ Velocità media del vento
 - ✓ Densità di potenza media
- Strati del terreno
 - ✓ Lunghezza rugosità
 - ✓ Batimetria
 - ✓ Orografia





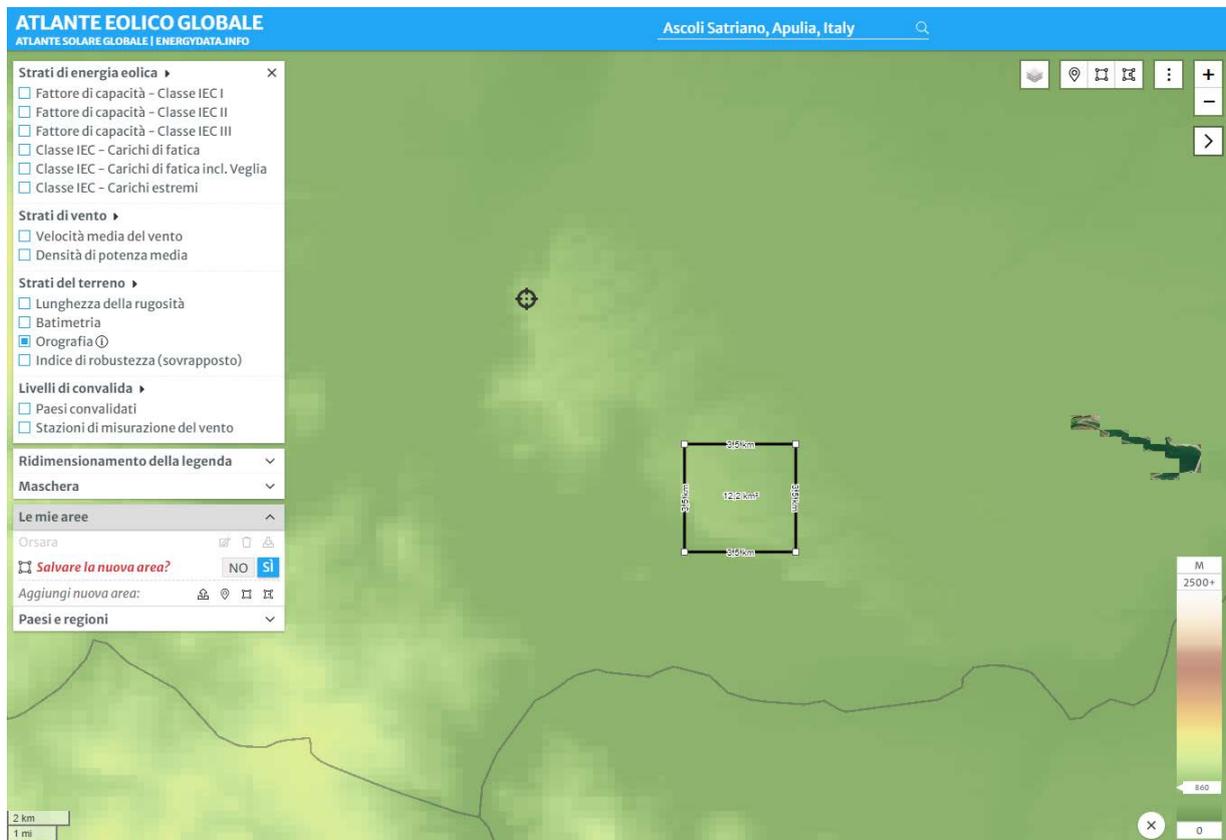
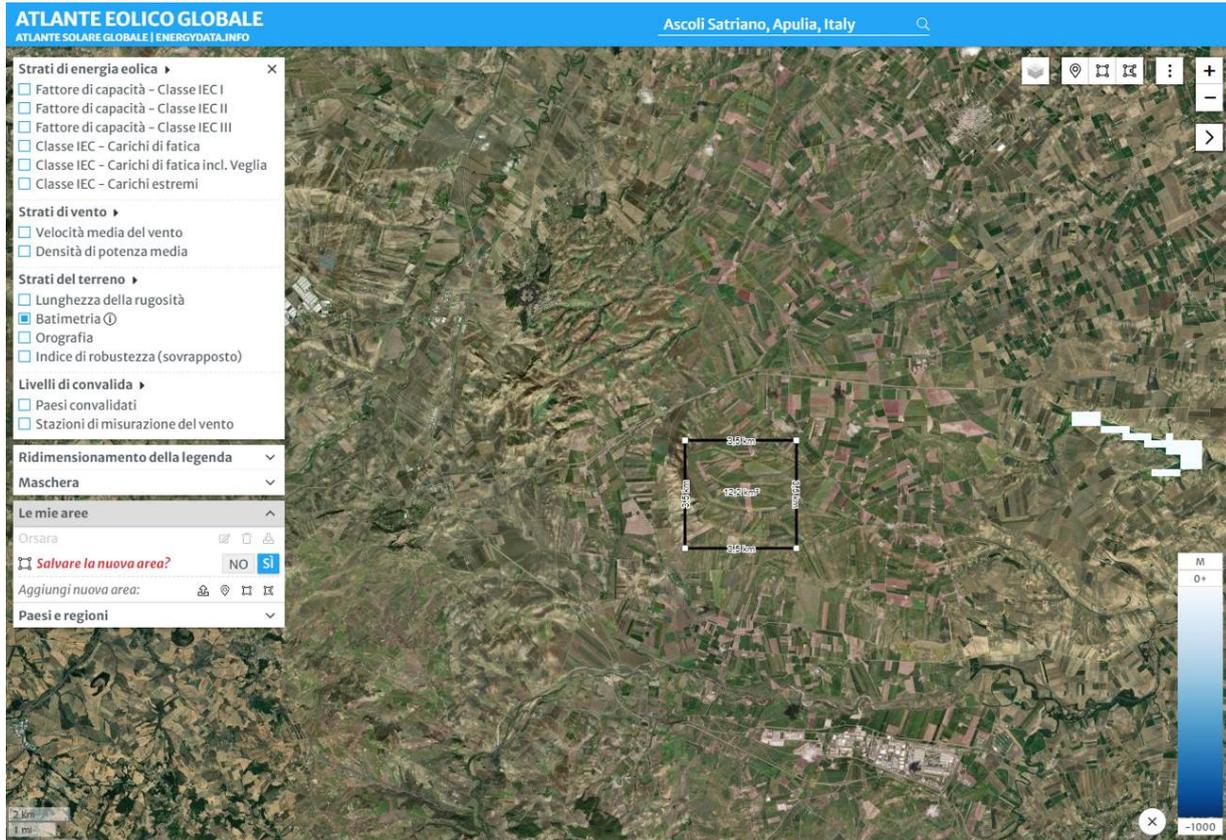


Figure 6: strati di energia eolica, strati di vento, strati del terreno

7.2 MODELLO FLUIDODINAMICO

Per la validazione, l'ottimizzazione del layout di progetto e la stima di produzione sono stati realizzati due modelli fluidodinamici interconnessi all'interno del software WindSim. Quest'ultimo è un software CFD (*Computational Fluid Dynamic*) che consente di simulare gli effetti aerodinamici andando a ricavare le sue proprietà in ogni punto del dominio di calcolo. A tal scopo vengono risolte le equazioni di Navier-Stokes riscritte tramite la scomposizione di Reynolds, al fine di ottenere delle equazioni di soli termini medi (equazioni RANS). Quindi, si procede alla chiusura del problema matematico tramite l'impiego di modelli di turbolenza scelti a seconda dell'applicazione specifica che si vuole simulare e della scala di turbolenza che si vuole risolvere.

Il primo modello fluidodinamico che è stato realizzato selezionando come volume di controllo l'intera estensione della mappa digitale del terreno descritta nella Sezione 7.1. In questo modo è possibile simulare le condizioni di vento in prossimità del parco eolico senza risentire degli effetti di bordo del modello. Il calcolo così effettuato ha un grado di precisione non sufficiente a caratterizzare nel dettaglio i campi di flusso al parco eolico, tuttavia consente di ricavare le condizioni a contorno da introdurre nel secondo modello fluidodinamico, più piccolo ma discretizzato più finemente. Esso ha un'estensione pari a circa 10 x 10 km² e presenta una griglia di calcolo che si infittisce man a mano che ci si avvicina all'area di progetto, dove la risoluzione diventa costante e pari alla massima.

Per entrambi i modelli sono stati soddisfatti i criteri di convergenza della soluzione in tutti i settori della rosa dei venti considerata.

7.3 RISULTATI

Nella Figura 7 viene rappresentata quindi la mappa della risorsa di vento calcolata con il software WindSim nell'area dell'impianto per il settore prevalente, con riportate le posizioni degli aerogeneratori in progetto.

Si osserva, nella zona di impianto, un valore di velocità media del vento all'altezza hub di circa 7,39 m/s. Si noti, inoltre, che il posizionamento del layout permetta lo sfruttamento delle zone a potenziale eolico superiore, sebbene alcune zone ad elevato potenziale siano state precluse al progetto in virtù di un'attenta pianificazione territoriale.



Figura 7: mappa di ventosità nell'area di interesse a 100 m dal suolo

8 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

La stima di produzione lorda agli aerogeneratori è stata effettuata in WindSim tenendo conto della loro disposizione e modello. Le specifiche tecniche dell'aerogeneratore possono essere ricavate nelle apposite relazioni di progetto.

Al fine di stimare la produzione elettrica immessa in rete, si è eseguita dapprima un calcolo del potenziale eolico lordo, da cui poi sono detratte le perdite tecniche. I passi soprelencati saranno discussi nel corso di questo capitolo.

8.1 PRODUZIONE LORDA AGLI AEROGENERATORI

Per calcolare la produzione dell'impianto, WindSim trasla le condizioni di vento descritte dalla climatologia di riferimento all'hub delle singole turbine, tenendo conto anche della temperatura ambientale e della quota per determinare la densità dell'aria. Si ricava perciò un valore di produzione teorico, corrispondente all'energia generata nel caso in cui un aerogeneratore ideale operasse in regime di flusso indisturbato. Da questa produzione teorica vengono poi detratte le perdite di scia, calcolate sempre da WindSim utilizzando il modello Jensen, tra i più impiegati in ambito industriale. Si ottiene così la produzione lorda (anche chiamata AEP lorda), che tuttavia non considera le perdite tecniche a cui il parco è sottoposto. La seguente tabella riporta le condizioni di vento attese all'hub di ogni turbina, la perdita avvertita singolarmente a causa delle

scie, ed infine la produzione lorda di ognuna di esse.



Figura 8: calcolo della resa energetica

Id.	Modello	Potenza [MW]	Hub [m]	Densità [kg/m ³]	Velocità [m/s]	Perdita di scia [%]	AEP lordo [MWh/anno]
AS 01	SG170	6,60	135,00	1,131	7,39	0,40	16048,23
AS 02	SG 170	6,60	135,00	1,125	7,32	0,70	15811,89
AS 03	SG 170	6,60	135,00	1,129	7,25	0,85	15716,37
AS 04	SG 170	6,60	135,00	1,126	7,38	0,60	15955,67
AS 05	SG 170	6,60	135,00	1,124	7,26	0,92	15668,34
Totale		33,00		1,127	7,32	0,69%	79200,50

Tabella 3: Condizioni del vento al mozzo degli aerogeneratori e stima di produzione lorda

Si stima dunque che l'aerogeneratore più produttivo sia l'AS 01 con oltre 16 GWh/anno, mentre quello meno produttivo, anche se di poco, risulta essere l'AS 05 con circa 15,66 GWh/anno.

Tuttavia, la produzione è ripartita omogeneamente tra gli aerogeneratori.

Inoltre, l'analisi rileva che l'unica turbina a risentire maggiormente dell'effetto scia è l'AS 05, che perde circa il 0,92% sulla sua produzione teorica. Nel suo complesso, il layout di impianto è efficiente dal punto di vista delle mutue interazioni aerodinamiche, con un valore di perdita complessivo pari a circa il 0,69 %.

8.2 PRODUZIONE NETTA DI IMPIANTO

La produzione lorda agli aerogeneratori, presentata nel corso della sezione precedente, non corrisponde all'energia effettivamente immessa in rete. Infatti, occorre tenere in conto di perdite tecniche al fine di ricavare l'energia netta scambiata al punto di consegna. La Tabella 4 rende conto di tali perdite, quantificandole e detraendole alla produzione lorda. Si rimarca che le perdite di scia sono già state conteggiate nel computo dell'energia lorda agli aerogeneratori e dunque non occorre tenerne conto per il computo dell'energia netta immessa in rete.

L'analisi conclude che l'impianto produca circa 73,97 GWh/anno, pari a 2241,60 ore equivalenti annue.

Tabella 4: perdite tecniche d'impianto

Parametro	Unità	Valore	Note
Modello aerogeneratore	SG 170	6,6 MW	-
Altezza mozzo	[m]	135	-
Potenza nominale	[MW]	6,6	-
n° aerogeneratori	-	5	-
Potenza totale parco	[MW]	33	-
Velocità media al mozzo	[m/s]	7,39	-
Produzione annua lorda (P50)	[MWh/y]	79200,50	-
1	Disponibilità	[%]	96.7
1.a	Aerogeneratori	[%]	97.5 Valore standard
1.b	Balance of plant	[%]	99.5 Valore standard
1.c	Rete trasmissione nazionale	[%]	99.7 Valore standard
2	Efficienza elettrica	[%]	98
2.a	Efficienza operativa	[%]	98 Stimato
2.b	Consumo	[%]	- Non considerato
3	Performance turbina	[%]	99.5
3.a	Isteresi alte velocità	[%]	-
3.b	Aggiustamenti curva di potenza	[%]	-
3.c	Performance sub-ottimale	[%]	99.5 Valore standard
4	Condizioni ambientali	[%]	99.1
4.a	Degradazione	[%]	99.5
4.b	Temperatura oltre condizioni limite	[%]	99.6
5	Limitazioni	[%]	-
5.a	Wind Sector Management	[%]	- Non considerato
5.b	Curtaiment	[%]	- Non considerato
Efficienza totale	[%]	93.4	-
Produzione annua netta (P50)	[MWh/y]	73973,27	-
Produzione in ore equivalenti (P50)	[h/y]	2241,6	-

9 INCERTEZZE SULLA STIMA DI PRODUZIONE

La produzione stimata nel corso del capitolo precedente è definita come P50, e corrisponde al valore con una probabilità di eccedenza del 50%, nel periodo di riferimento. Per stimare la produzione ad altre soglie di confidenza, è necessario identificare la funzione di distribuzione della produzione annuale, che dipende dai fattori di incertezza a cui la stima è soggetta. Nel caso in analisi, si sono scelti i livelli P75 e P90.

In generale, l'incertezza totale è pari alla somma quadratica dei suoi diversi fattori. Nel caso in esame, in cui l'analisi è basata sui dati Vortex, sono stati considerati fattori di incertezza sui dati Vortex U_{Vortex} , sul modello fluidodinamico $U_{modello}$ e sulla variabilità del vento V nel periodo considerato.

Malgrado i dati Vortex rappresentino una fonte all'avanguardia per il calcolo preliminare di produzione, il loro utilizzo impone comunque fattori di incertezza più severi rispetto ad una campagna anemologica in sito. Per la quantificazione del fattore di incertezza, si è fatto riferimento al valore dichiarato dalla Vortex FDC stessa nel suo studio di validazione, pari al 6,88%. Si precisa però che questo valore corrisponde alla media dell'errore percentuale medio ottenuto su più di 250 punti di acquisizione diversi, e che quindi potrebbe

differire nel caso in analisi.

L'incertezza introdotta dal modello fluidodinamico dipende dalle semplificazioni effettuate nella rappresentazione orografica del terreno, nonché dagli errori nella modellizzazione del campo fluidodinamico, delle scie e dei componenti reali. Si è assegnato un valore pari al 7,83%.

Infine, occorre conteggiare l'effetto della volatilità del vento sulla produzione nel periodo di riferimento. Questo valore corrisponde alla deviazione standard normalizzata della velocità media annuale, ed è pari al 3,88%.

Riassumendo, l'incertezza totale può essere ottenuta come:

$$U = \sqrt{(U_{\text{vortex}} \cdot \delta)^2 + U_{\text{modello}}^2 + (V \cdot \delta)^2}$$

dove δ indica la sensitività, ossia l'incremento marginale della potenza al variare della velocità del vento.

Esso

è stato calcolato sul modello fluidodinamico di WindSim, ottenendo un valore pari a 1.43%.

Si riporta, dunque, la produzione ai livelli di confidenza P50, P75 e P90, sia su base annuale che decennale.

		Base annuale	Base decennale
Incertezza	[%]	15,90%	14,95%
P50	[MWh/anno]	73,97	73,97
P75	[MWh/anno]	69,54	69,80
P90	[MWh/anno]	65,56	66,06

Tabella 5: stima di produzione alle soglie P50, P75 e P90

10 CONCLUSIONI DELLO STUDIO ANEMOLOGICO

Lo studio effettuato ha condotto alle seguenti considerazioni conclusive:

Dati Anemometrici

I dati di vento sono stati ricavati attraverso la Vortex FDC, azienda di processing di dati vento diventata standard a livello industriale. I dati derivano dal down-sizing di dati di rianalisi ERA5, ed hanno una durata ventennale adatta a caratterizzare le condizioni di vento attese nel sito sul lungo periodo.

Analisi aerodinamica

Si è implementato un modello fluidodinamico attraverso il software WindSim, che per le sue caratteristiche di non-linearità nel metodo di calcolo garantisce una soluzione del campo aerodinamico più accurata di altri metodi di calcolo. Il modello è in grado di trasferire le condizioni di vento da una climatologia di riferimento a qualsiasi punto del dominio di simulazione considerando gli effetti locali del terreno. Si sono così ricavate le condizioni di vento attese al mozzo degli aerogeneratori.

Produzione progetto eolico

Con l'ausilio del modello fluidodinamico su WindSim, si è valutata la produzione del parco eolico in analisi, che consiste in 5 aerogeneratori da 6,6 MW ed altezza al mozzo di 135,00 metri. Si è determinato che:

- la produzione lorda del progetto è di 79,20 GWh/anno;
- stimando perdite tecniche pari al 6,6%, l'energia elettrica immessa in rete è di circa 73,97

GWh/anno o 2241,60 ore equivalenti;

- la produzione del parco eolico è ben distribuita tra gli aerogeneratori;
- gli effetti scia sono attestabili a circa il 0.69%, ossia un valore modesto;
- sono state conteggiate le incertezze introdotte durante la stima di produzione, che sono state utilizzate per il computo della produzione P75 e P90 su orizzonte annuale e decennale. I valori a tali soglie di confidenza sono riportati in Tabella 5.