

- biogas
- biometano
- eolico
- fotovoltaico
- efficienza energetica

Studio anemologico e analisi producibilità

Progetto definitivo

Rifacimento dell'esistente impianto eolico di "Alia Sclafani"
Comuni di Alia, Sclafani Bagni, Valledolmo (PA)
Località "Serra Tignino – Serra Cavero"

N. REV. DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO	IT/EOL/E-REAL/PDF/A/SA/029-a 08/07/2024
a Emissione	A. Wolf Ciavarra Asja Ambiente Italia	S. Leggieri Asja Ambiente Italia	V. Pace Asja Ambiente Italia	Via Ivrea, 70 (To) Italia T +39 011.9579211 asja.tecnico@hyperpec.it

asja

1. Introduzione

ASJA Ambiente Italia S.p.A. è una società attiva nello sviluppo, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Nel settore eolico, la società ha maturato un'esperienza ventennale comprovata dallo sviluppo e la realizzazione di circa 180 MW.

La presente relazione ha lo scopo di quantificare e valutare la risorsa eolica del progetto in sviluppo dell'integrale ricostruzione ("repowering") dell'impianto esistente di Alia Sclafani, già di proprietà di ASJA Ambiente Italia S.p.A. Il valore di produzione è stato stimato con l'utilizzo del software WAsP12, combinando i dati vento con l'orografia e la rugosità del terreno e considerando tutti i possibili fattori di perdita.

2. Descrizione progetto

L'impianto eolico proposto è localizzato nel territorio settentrionale della regione Sicilia, a circa 5 km in direzione Est dal paese di Alia (Figura 1**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**). Gli aerogeneratori in progetto si trovano su un'area caratterizzata da un'orografia complessa ad un'altitudine media di 865 m s.l.m.



Figura 1. Individuazione dell'area di impianto

3. Impianto esistente

L'impianto eolico in esercizio è stato costruito nel 2009 ed è costituito da 30 aerogeneratori Vestas V52 con altezza mozzo 50 m con potenza nominale pari a 850 kW caduno. La capacità totale dell'impianto in esercizio è 25.500 MW e nel corso del suo periodo di attività ha garantito una produzione annua media pari a 1.720 heq, equivalente a circa 43,8 GWh.

L'avanzamento della tecnologia nel settore eolico, specialmente nell'ambito delle turbine, ha maturato l'idea di migliorare l'impianto esistente e sostituire le turbine in esercizio con nuove turbine più performanti. Questa pratica viene comunemente definita come repowering.

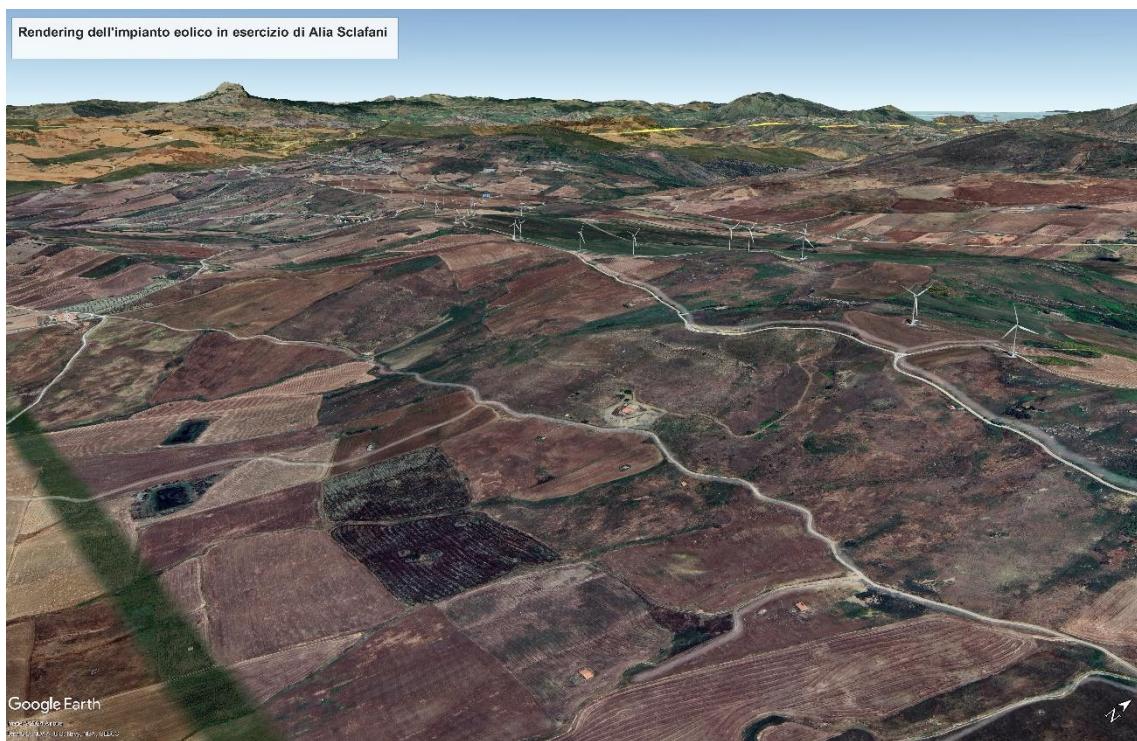


Figura 2. Layout dell'impianto di Alia Sclafani in esercizio

4. Anemometria

4.1.1 Stazione Anemometrica

La stazione anemometrica utilizzata per l'analisi del vento e le stime di producibilità è costituita da una torre anemometrica (TA), installata in data 31/05/2007, localizzata nella località Sclafani nella parte centrale dell'impianto in esercizio. La TA, individuata dal codice stazione 1003, è caratterizzata da una struttura autoportante con un'altezza massima di 50 m, con sensori di velocità e direzione, regolarmente calibrati e certificati, posizionati accoppiati ad altezze di 50 m (Figura 3). Tramite interventi successivi, sono stati aggiunti i sensori di velocità a 30 m e 40 m. Le caratteristiche dei bracci di sostegno dei sensori, nonché di tutta la componentistica ancillare (parafulmine, ecc.), rispettano le prescrizioni imposte dallo standard internazionale previsto dall'IEA (International Energy Agency).

Per una descrizione completa della stazione anemometrica, si rimanda all'allegato 1 "Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione" emesso dalla ditta installatrice.

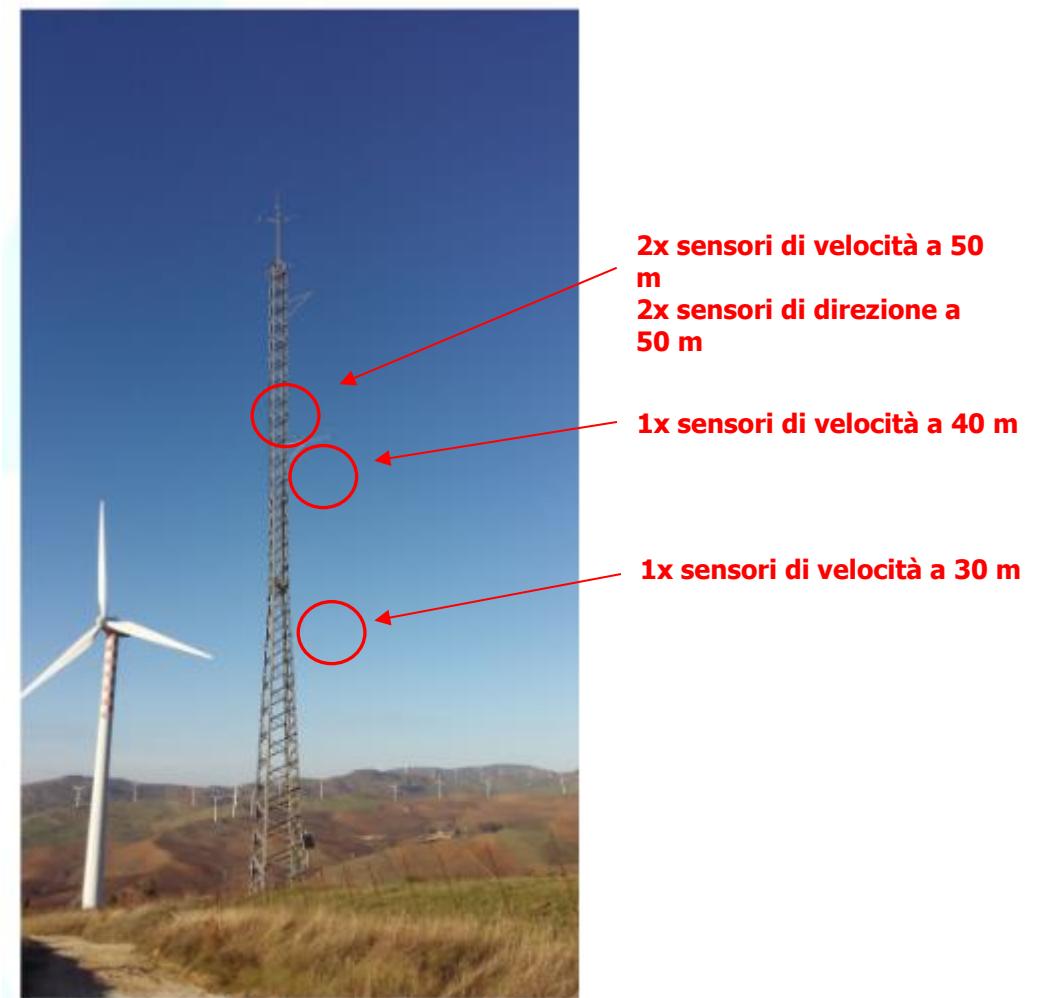


Figura 3. Torre anemometrica di Alia Scalfani - 50 m

La Tabella 1 riporta la descrizione della torre anemometrica e della sua componentistica, mentre la Tabella 2 riporta le coordinate del punto di installazione espresse nel sistema WGS84.

Caratteristiche Tecniche TA 1003	
Descrizione	Modello
Anemometro 50 m	NRG #40C
Anemometro 50 m	THIES 4.3351.00.000
Anemometro 40 m	NRG #40C
Anemometro 33 m	NRG #40C
Banderuola 50 m	NRG #200P
Banderuola 50 m	NRG #200P
Data Logger	Campbell CR1000

Tabella 1. Elenco dei componenti della TA 1003

Sistema di coordinate	UTM-WGS84 33 Coordinate rettilinee	UTM-WGS84 33 Coordinate geografiche
Est/Longitudine	391879	13.772482°
Nord/Latitudine	4180142	37.762205°
Altitudine [m]	806	806

Tabella 2. Coordinate della torre anemometrica TA

4.1.2 Elaborazione dei dati anemometrici

Come già anticipato nel precedente paragrafo, la torre anemometrica è a servizio di un impianto eolico in esercizio, di proprietà della stessa Asja Ambiente Italia SpA. Negli anni, la torre è stata dotata di sensori aggiuntivi a 40 e a 30 m, in modo da migliorare lo studio sul shear, ovvero l'evoluzione verticale della velocità del vento.

Le analisi dei dati vento per i sensori localizzati a 50 m, sono state effettuate sugli ultimi 17 anni (2007-2024), per i sensori a 40 m è stato utilizzato il periodo di 7 anni (2017 – 2024) ed infine per il sensore a 30 m è stato utilizzato il periodo di 3 anni (2021-2024). Durante il periodo di esercizio, è stato possibile identificare frangenti in cui i sensori non sono riusciti a registrare accuratamente velocità e/o direzione del vento. Per evitare che questi dati influenzassero erroneamente le analisi di ventosità e produzione, è stato necessario applicare una procedura di filtraggio, illustrata nel paragrafo successivo. Per quanto riguarda il sensore a 30 m, è stato riportato per completezza nella relazione ma omesso dallo studio in quanto mostrava frequentemente valori errati.

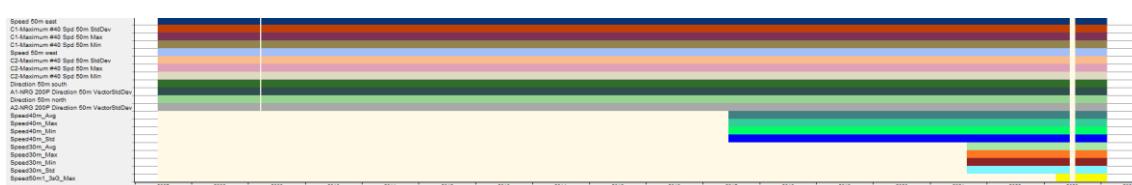


Figura 4. Disponibilità dati vento dell'anemometro di Alia Sclafani dal 2007 al 2024

4.1.3 Analisi dei dati vento

Di seguito sono elencati i principali criteri utilizzati nel processo di filtraggio dei dati per i sensori di direzione e velocità.

Il filtraggio dei dati vento è stato eseguito con il software Windographer, seguendo i criteri elencati in Tabella 3:

Parametro di filtraggio	Criterio
Velocità orizzontale del vento	
<i>Velocità media (avg_ws)</i>	$0 < \text{avg_ws} < 30 \text{ m/s}$
<i>Deviazione Standard (Dev Std)</i>	$0 < \text{Dev Std} < 3 \text{ m/s}$
<i>Velocità massima (V_max)</i>	$0 < V_{\text{max}} < 35 \text{ m/s}$
<i>Icing</i>	$\text{avg_ws} = 0$ per almeno un'ora
<i>Variazione di velocità tra due anemometri alla stessa altezza < 1 m/s</i>	$V_{50,\text{est}} - V_{50,\text{ovest}} > 1 \text{ m/s}$ $V_{50,\text{ovest}} - V_{50,\text{est}} > 1 \text{ m/s}$
Direzione del Vento	
<i>Direzione media (avg_wd)</i>	$0^\circ < \text{avg_wd} < 360^\circ$
<i>Variazione minima in 1 hr</i>	La direzione del vento deve variare di 1° in un'ora

Tabella 3. Elenco dei criteri di filtraggio

Questo ha permesso di ottenere dati più affidabili e di ottenere una direzione predominante del vento che risulta essere in accordo tra i due sensori posti a 50 metri, come visibile in Tabella 4.

Parametro	Disponibilità complessiva prima del filtraggio sul periodo temporale complessivo [%]	Disponibilità complessiva dopo il filtraggio e periodo temporale ridotto [%]
Anemometro Est 50 m	100	98.75
Anemometro Ovest 50 m	100	98.85
Anemometro a 40 m	100	98.20
Banderuola Nord 50 m	100	92.49
Banderuola Sud 50 m	100	85.21

Tabella 4. Disponibilità dei dati vento

La distribuzione di Weibull, mostrata in Figura 5 per i due anemometri a 50m, mostra l'andamento delle frequenze delle velocità del vento su cui si basa il file di input per WAsP, ed è caratterizzata due parametri, k , parametro di forma e A , il parametro di scala. Il primo caratterizza l'ampiezza della distribuzione di Weibull e assume un valore tra 1 e 3, mentre il secondo, espresso in m/s, è correlato con la velocità media del vento.

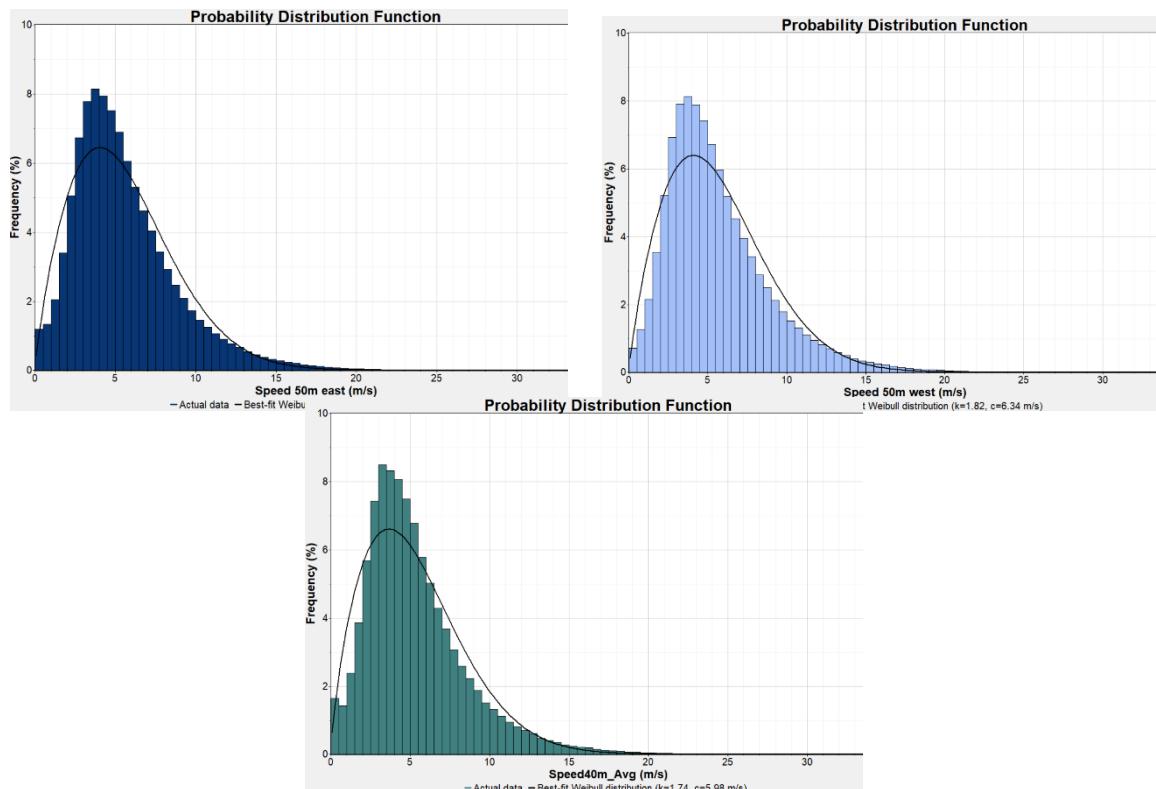


Figura 5. Distribuzione di Weibull per l'anemometro a 50 m est (alto sinistra), 50 m ovest (alto destra) e 40 m (basso sinistra)

	40 m	50 m - est	50 m - ovest
Velocità Media del vento [m/s]	5,313	5,346	5,338

Tabella 5. Velocità media del vento alle diverse altezze

4.2 Analisi Anemometrica

4.2.1 Wind Shear

L'estrazione dei dati vento a diverse altezze permette di stimare l'evoluzione della velocità del vento tra il suolo e lo strato limite del "Surface layer", ovvero lo strato atmosferico dove il vento è influenzato dalla frizione generata dall'orografia e dalla rugosità del terreno oltre che dal gradiente di pressione e dalla forza di Coriolis.

Il fenomeno del Wind Shear può essere descritto mediante la seguente equazione:

$$V_h = V_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha$$

dove:

α = coefficiente di wind shear

h = velocità vento ad altezza h s/s

h_{ref} = velocità vento ad altezza di riferimento $h=h_{ref}$ sul livello del suolo (s/s)

Il coefficiente di wind shear, che interpola nel miglior modo le velocità alle altezze di 40 m e 50 m è dato da un valore di α pari a 0.143, con cui è stata determinata la velocità ad altezza del mozzo dell'aerogeneratore (descritto in sezione 5.1) pari ad $h = 115$ m come mostrato in Tabella 6 e rappresentato in Figura 6.

Altezza [m]	Velocità [m/s]
40 m	5,313
50 m est	5,346
50 m ovest	5,338
115 m	6,160

Tabella 6. Velocità media del vento alle diverse altezze analizzate

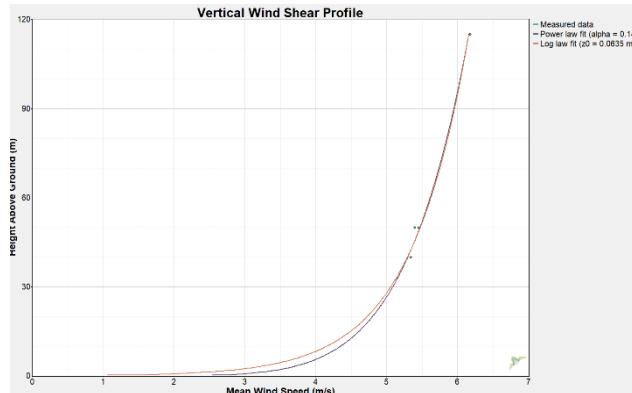


Figura 6. Schema dell'evoluzione della velocità verticale del vento

4.2.2 Rosa dei venti

La rosa dei venti è stata ottenuta suddividendo le direzioni del vento in 12 settori di 30° ciascuno. Analizzando la Figura 7, che mostra la rosa dei venti nel sito in esame, si può notare come le direzioni predominanti del vento sono:

- Tramontana (Nord), nello specifico il settore a 0°
- Scirocco (Sud-Est), nello specifico il settore a 150°

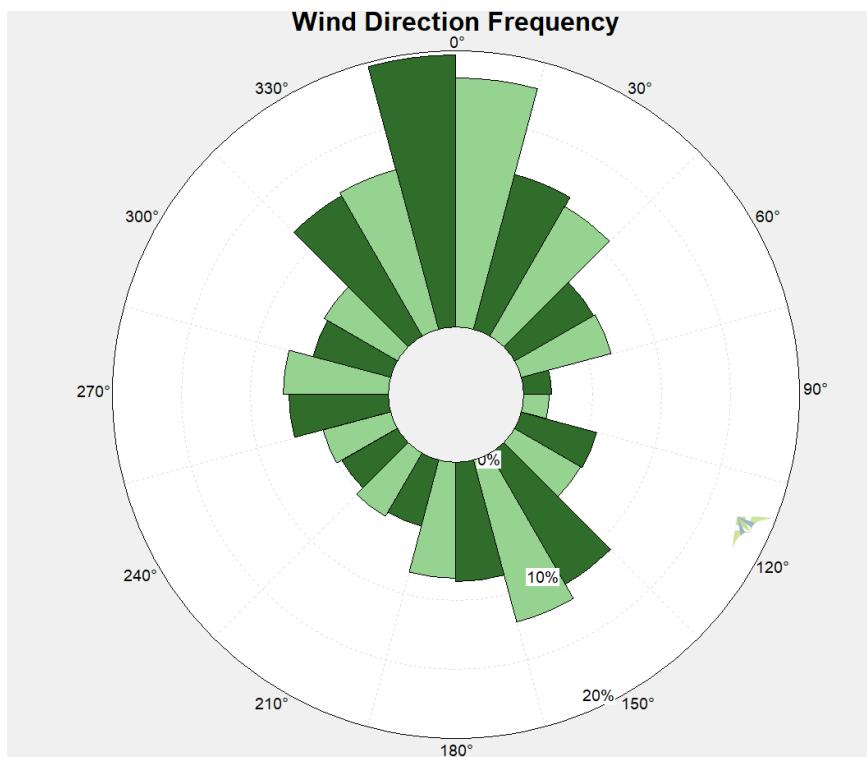


Figura 7. Rose dei venti ottenute per il sensore di direzione a 50 m in direzione nord (verde scuro) e a 50 m in direzione sud (verde chiaro)

5. Configurazione dell'impianto

L'impianto è caratterizzato da 11 aerogeneratori, posizionati in modo da ridurre il più possibile l'effetto scia. Le coordinate dell'impianto sono riportate in Tabella 7 e un rendering è presentato in Figura 8.

Site	x-UTM WGS84 (m)	y-UTM WGS84 (m)
RAL01	389866.0	4180639.0
RAL02	390280.0	4180633.0
RAL03	391152.0	4180601.0
RAL04	391505.0	4180239.0
RAL05	392210.0	4179785.0
RAL06	392624.0	4179783.0
RAL07	393017.0	4179563.0
RAL08	393405.0	4179809.0
RAL09	393806.0	4179499.0
RAL10	394609.0	4179282.0
RAL11	390738.0	4180582.0

Tabella 7. Coordinate aerogeneratori

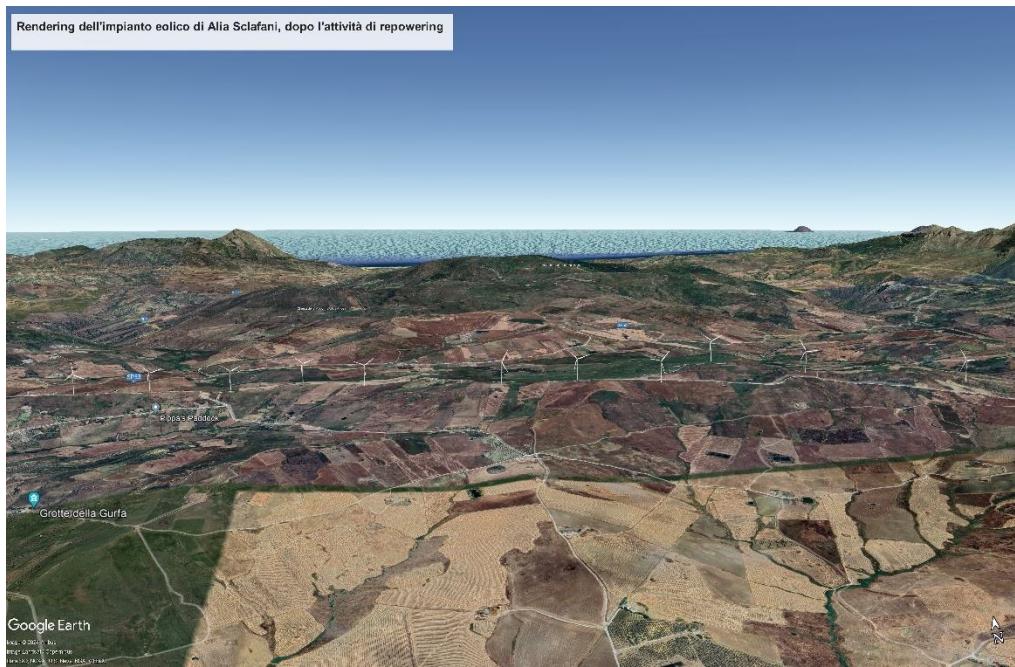


Figura 8. Rendering dell'impianto di Alia Sclafani dopo l'attività di repowering

5.1 Aerogeneratore

Le principali caratteristiche dell'aerogeneratore scelto sono riportate di seguito e una rappresentazione grafica è visibile in Figura 9.

- Altezza mozzo massima: 115 m
- Diametro rotore massimo: 138 m
- Potenza nominale massima: 5 MW

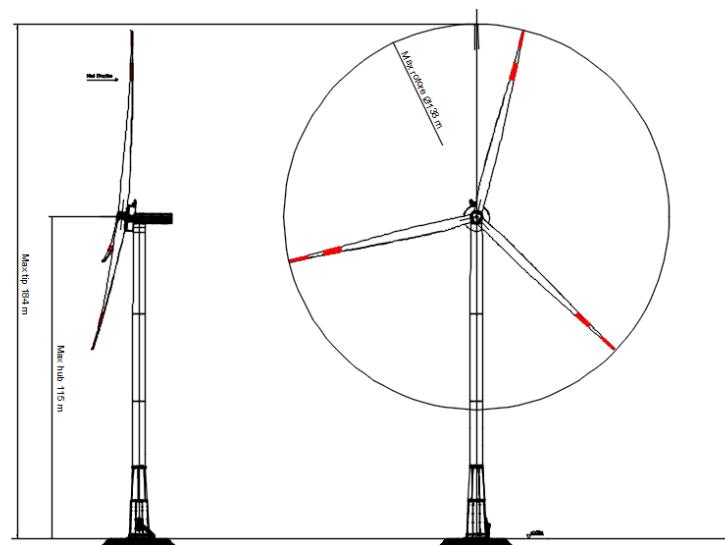


Figura 9. Rappresentazione grafica dell'aerogeneratore

Per l'analisi anemologica si è impiegato come aerogeneratore il modello Enercon E148-4.26MW, attualmente in commercio, che rispetta le dimensioni massime selezionate per il presente progetto. Ferme restando le caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore, il modello di aerogeneratore che sarà installato, verrà scelto tra diversi fornitori di turbine sulla base di quello più performante sul mercato al momento dell'installazione sul sito eolico in esame.

Di seguito sono elencate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore.

Rotore

Diametro: 138 m;
Area spazzata: 14.957 m²;
Rivoluzioni: 11.1 rpm;
Numero di pale: 3;
Senso di rotazione: Orario;
Inclinazione del rotore (Rotor Tilt): 7°.

Pale

Lunghezza: 69 m;
Materiale: fibra di vetro rinforzata in resina epossidica e legno di balsa.

Torre

Altezza Torre: 115 m;
Tipo: Torre conica tubolare;
Materiale: Acciaio.

Dati Operativi

Classe: IEC S;
Potenza nominale: 4260 kW;
Velocità del vento in Cut-in: 2.0 m/s;
Velocità a potenza nominale: 13,5 m/s;
Velocità Cut-out: 28 m/s;
Emissioni max.: 109.2 dBA.

Generatore

Poli: 4/6;
Tipo: Asincrono;
Potenza nominale: 4260 kW;
Frequenza: 50 Hz.

Moltiplicatore di giri

Tipologia: 2 stadi epicicloidali e uno stadio parallelo;
Materiale: ghisa;
Sistema di lubrificazione: Olio in pressione.

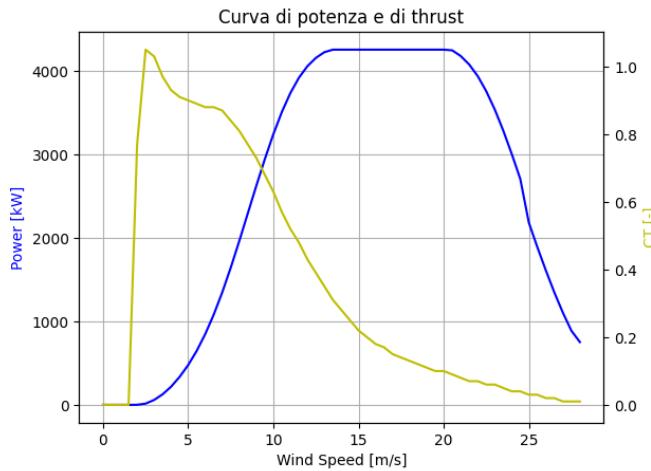


Figura 10. Curva di potenza e di thrust dell'aerogeneratore alla densità di 1,15 kg/m³

6. Calcolo della resa energetica

La produzione lorda dell'impianto è stata stimata tramite l'utilizzo di WAsP. WAsP è un programma di calcolo, sviluppato da DTU Wind Energy and Energy Systems (Danimarca), basato su una approssimazione lineare delle equazioni di Navier-Stokes e permette di stimare la producibilità degli impianti eolici. Il programma permette l'estrapolazione delle caratteristiche verticali e orizzontali della vena fluida e di calcolare la produzione di impianti eolici, combinando l'orografia e la rugosità del terreno con i dati vento. Il software è affidabile e tra i più utilizzati dagli operatori del mercato eolico a livello mondiale.

6.1 Stima di producibilità

La stima della produzione lorda dell'impianto eolico, in questa prima simulazione, è stata effettuata con il software WAsP 12.

La resa energetica di ogni turbina è stata calcolata tenendo in considerazione la densità dell'aria di 1,15 kg/m³, caratteristica del sito in esame, e le perdite di scia dovute all'interferenza reciproca tra i vari aerogeneratori, modellate in modo lineare secondo il metodo N.O. Jensen.

In Figura 11 è presentata la mappa dell'intensità del vento a 115 m (altezza mozzo) e sono indicati gli aerogeneratori che compongono il sito dell'ampliamento di Alia. Per completezza, sono mostrate le due turbine Gamesa G114 appartenenti all'impianto di 'Alia02' di proprietà della stessa proponente.

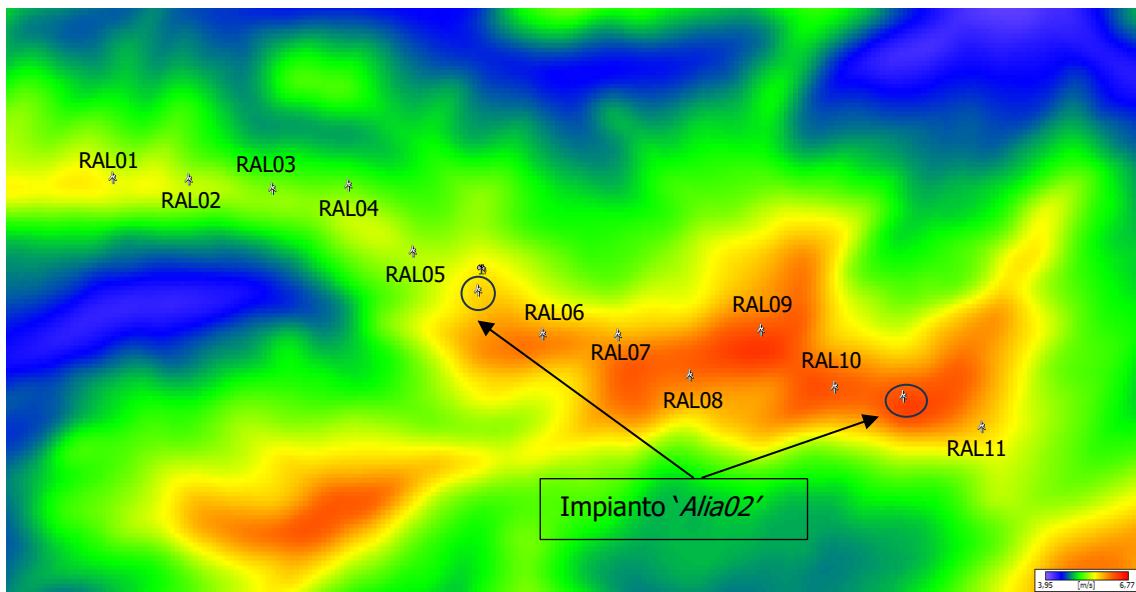


Figura 11. Mappa della risorsa eolica all'altezza mozzo - 115 m

6.1.1 La modellazione del terreno

L'area presa in esame per le simulazioni anemologiche del sito in oggetto si estende su una superficie di 344 km² per cui è stato creato un modello che potesse rappresentare fedelmente il terreno su cui ricade l'impianto eolico proposto. L'orografia della mappa è stata modellata con l'uso del software Global Mapper, tramite la metodologia SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), utilizzando un passo per le curve di livello pari a 5 m. Per quanto riguarda la determinazione dei valori di rugosità del terreno è stato utilizzato il database CORINE 2018. Questo è un archivio di dati di origine satellitare che rappresentano la rugosità del terreno ed è prodotto da 'Copernicus', la componente di osservazione terrestre del programma spaziale europeo. Una sintesi dei valori principali è riportata in Tabella 8 .

L'effetto del terreno sulla vena fluida e l'evoluzione verticale di quest'ultima, viene calcolato in WAsP utilizzando la legge logaritmica riportata in seguito:

$$u_z = \frac{u_*}{\kappa} * \left[\ln \left(\frac{z - d}{z_0} \right) \right]$$

dove:

- u_z : velocità ad un'altezza z , in questo caso z coincide con l'altezza del mozzo dell'aerogeneratore
- u_* : velocità di attrito
- κ : costante di von Karman (0.41)
- z : altezza di studio, in questo caso coincide con l'altezza del mozzo dell'aerogeneratore
- d : zero plane displacement, è l'altezza in metri al di sopra del suolo dove la velocità del vento risulta essere nulla a causa della presenza di alberi e/o edifici
- z_0 : valore di rugosità applicato

Mentre gli altri valori sopra citati vengono calcolati automaticamente sulla base del valore di rugosità (z_0), quest'ultimo viene deciso dall'utente e permette di includere informazioni non presenti dell'orografia del terreno, correggendo l'evoluzione del flusso del vento.

Tipologia di Terreno	Rugosità [m]
Terreno ad uso agricolo e vegetazione sparsa (in blu)	0,01 – 0,05
Paesi e Terreno ad uso agricolo non coltivato (in verde)	0,06 – 0,5
Boschi poco fitti e aree industriali (in giallo)	0,6 – 0,8
Città e foreste (in rosso)	1,2 - 1,5

Tabella 8. Valori riassuntivi della rugosità del terreno

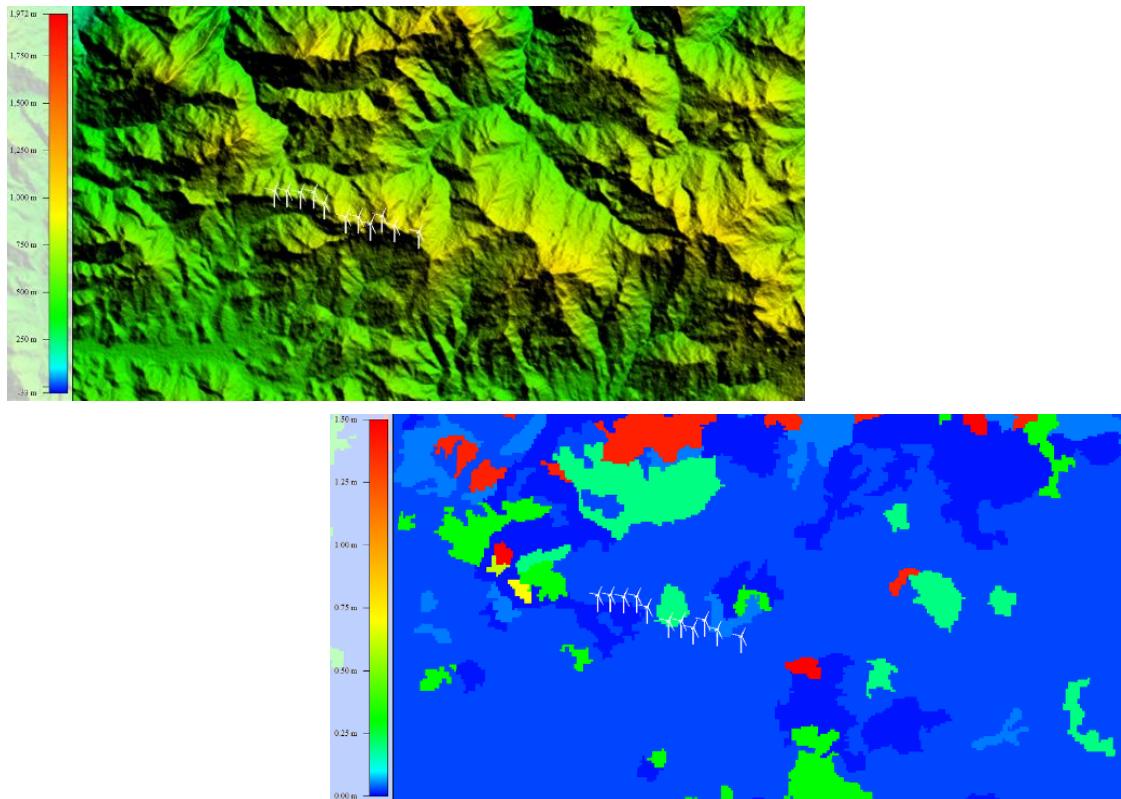


Figura 12. Individuazione dell'orografia tramite il Database SRTM (alto a sx) e delle aree di rugosità tramite il Database CORINE 2018 (basso a dx)

6.1.2 Risultati della simulazione con WAsP 12

Una volta modellato il terreno, WAsP combina il file di input dei dati vento con i dati del terreno per simulare il flusso del vento geostrofico e la producibilità del layout tenendo in conto i fattori orografia e rugosità.

Le producibilità attese delle singole turbine e dell'intero impianto, sia linda che al netto delle perdite di scia, sono riportate nella Tabella 9.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	RIX	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
RAL01	757,9	115	2,1	9,972	1,39	9,834
RAL02	755,5	115	1,5	9,664	3,66	9,311
RAL03	755,3	115	1,5	9,227	4,69	8,794
RAL04	782	115	1,5	9,041	8,25	8,295
RAL05	822,6	115	1,9	9,525	6,82	8,875
RAL06	902,5	115	1,9	11,39	3,73	10,965
RAL07	898,1	115	2	11,037	5,55	10,425
RAL08	911,6	115	1,7	11,487	4,27	10,997
RAL09	970,1	115	3,6	12,174	5,66	11,485
RAL10	947,4	115	2	11,886	3,9	11,422
RAL11	907,8	115	0,8	10,51	2,49	10,248
All				115,91		110,65

Tabella 9. Produzioni e perdite di scia stimate per i singoli aerogeneratori

Nella Tabella 10 si riporta la producibilità dell'impianto al netto delle perdite di scia:

Numero di turbine	11
Potenza Nominale Aerogeneratore [MW]	4,26
Potenza Nominale Installata [MW]	46,86
Produzione energetica annua stimata [GWh]	110,65
Numero di ore equivalenti annue	2361
Fattore di capacità (CF)	26,92

Tabella 10. Produzione Impianto al netto delle perdite di scia

6.1.3 Stima di producibilità reale dell'impianto

La producibilità calcolata nel precedente paragrafo è quella teorica, ipotizzando un impianto in cui non ci sono perdite. Ai fini del calcolo della producibilità reale di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete, sono stati considerati diversi fattori di perdita, come ad esempio

l'efficienza elettrica dei cavi e del trasformatore e la disponibilità degli aerogeneratori, che solitamente raggiunge valori intorno al 97%.

La Tabella 11 elenca le perdite ipotizzate per l'impianto in progetto con il relativo valore assegnato. In definitiva, si stima una perdita totale pari al 8%.

Produzione energetica teorica	110,65 GWh
Efficienza elettrica	2 %
Disponibilità aerogeneratori	3 %
Regolazione di potenza	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale	1 %
Fermo Utility	1 %
Produzione energetica annua netta stimata	101,80 GWh/anno
Fattore di capacità stimato (CF) [%]	24,80%

Tabella 11. Fattori di perdita considerati per la stima della produzione P50

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità reale media annua dell'impianto eolico sia pari a **101.800 MWh/anno**, corrispondente a **2.172** ore equivalenti **P50**, ovvero con una probabilità di superamento pari al 50%.

6.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90

Per una analisi finale sulla produzione dell'impianto, è stato eseguito un calcolo sui livelli di eccedenza di produzione, cioè sulla probabilità che ha un'unità di produzione di eccedere il numero medio di ore equivalenti annue calcolato in precedenza. Per i progetti eolici hanno una particolare importanza le probabilità di eccedenza al 75% e 90%, che individuano rispettivamente le ore equivalenti P75 e P90.

Per determinare i livelli di eccedenza è necessario fare una valutazione delle incertezze a cui è soggetto il modello virtuale, che per la sua natura di prevedere un comportamento futuro non può essere preso come una rappresentazione univoca delle condizioni reali di funzionamento dell'impianto. Per questo vengono applicati dei parametri di incertezza con una diversa sensibilità. Questo calcolo è stato effettuato attraverso l'ausilio del tool WAT (Wind Farm Assessment Tool) del software WAsP, in cui sono stati introdotti i fattori di incertezza sul vento (riportati in Tabella 12) e sulla produzione (riportati in Tabella 13).

Incertezza della velocità del vento	
Incertezza strumento di misura	1,46 %
Variazione annuale della ventosità	4,48 %
Estrapolazione verticale del modello di flusso	6,50 %
Estrapolazione orizzontale del modello di flusso	6,42 %

Tabella 12. Fattori di incertezza sulla velocità del vento considerati per la stima della produzione P75 e P90

Incognita sulla stima dell'AEP	
Incognita sulla curva di potenza	5 %
Incognita sul modello di scia (N.O.Jensen)	3 %

Tabella 13. Fattori di incognita sulla produzione di energia considerati per la stima della produzione P75 e P90

La Tabella 14 riassume le produzioni attese e le relative ore equivalenti P50, P75 e P90.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
P50	101,80	2.172
P75	93,70	2.000
P90	86,39	1.844

Tabella 14. Produzione e ore equivalenti P50, P75 e P90