REGIONE EMILIA ROMAGNA

PROVINCIA DI PARMA

COMUNE DI TORNOLO

PARCO EOLICO "IL VENTO DI TORNOLO"

ELABORATO 2.2
RELAZIONE DI PRODUCIBILITA'

GIUGNO 2018



PROPONENTE

ENERNOVA S.r.l

DOTT. ING. FLAVIO FRIBURGO N.° 9611A

PI e CF: 07746350961
Corso Sempione 33, 20145 Milano
tel: 02-34938076 fax: 02-34938100

Sommario

1. INTRODUZIONE 1
2. ELABORAZIONE DATI DEL VENTO 2
2.1 PRESENTAZIONE ED ELABORAZIONE DEI DATI 5
2.2 STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO 12

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di caratterizzare la ventosità del sito prescelto per l'installazione del parco eolico e di stimare la producibilità ottenibile.

Lo studio della ventosità del sito rappresenta l'aspetto più delicato e importante di tutto il progetto di un impianto eolico in quanto tale studio influenza la scelta degli aerogeneratori e la loro disposizione planimetrica fornendo importanti indicazioni in merito alla producibilità dell'impianto.

Il progetto prevede l'installazione di 2 aerogeneratori di potenza complessiva pari a 6 MW, posizionati alla quota di circa 1150 m s.l.m. sulla cresta del Monte Foppo, in territorio comunale di Tornolo (PR).

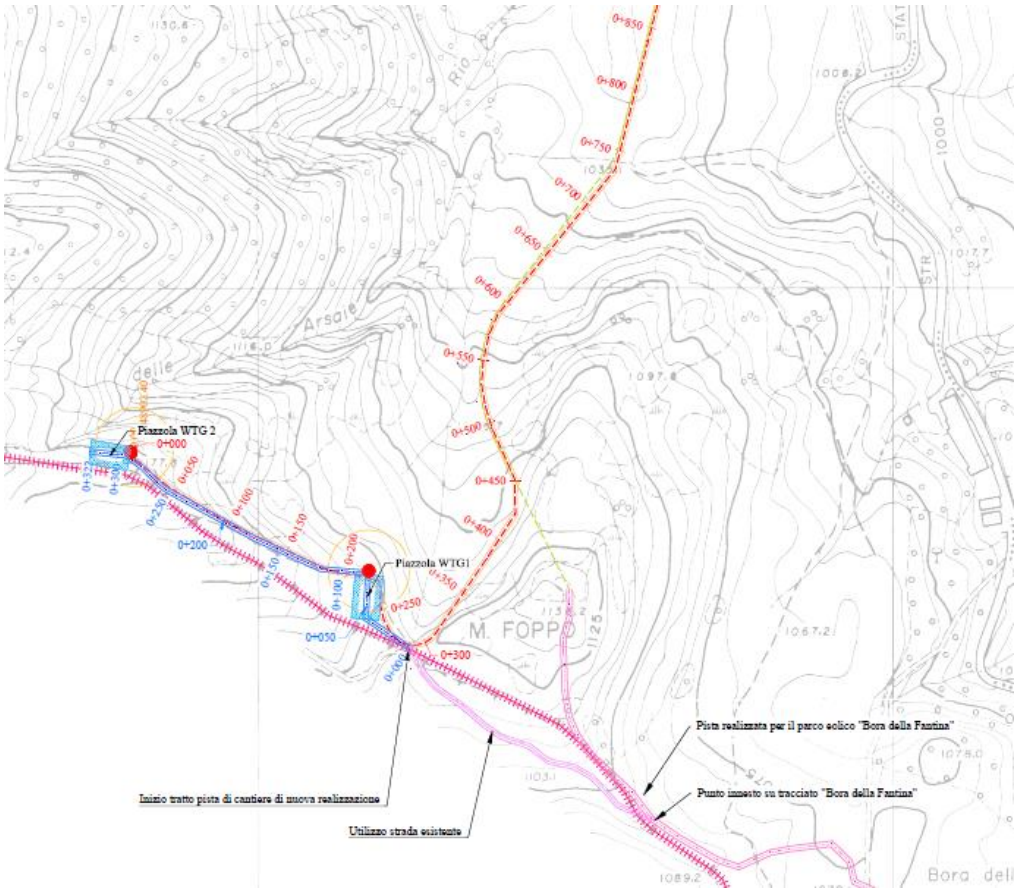


Figura 1.1 – Localizzazione su CTR degli aerogeneratori in progetto (estratto da Tavola TOR-02-1-1).

La scelta del tipo di aerogeneratore per l'impianto eolico è stata basata non solo dalle caratteristiche di ventosità ma soprattutto dall'accessibilità del sito.

La zona del Monte Foppo risulta accessibile con macchine di grossa taglia grazie alla strada provinciale del Passo Cento Croci, utilizzata fra l'altro anche dalla società Fri-El Spa per trasportare aerogeneratori di 3 MW di potenza sul vicino crinale del Monte Scassella. L'utilizzo di aerogeneratori di elevata potenza ed elevato contenuto tecnologico permette di utilizzare al meglio il potenziale

eolico offerto dal sito e di ottimizzare la quantità di energia pulita prodotta in rapporto agli impatti ambientali generati.

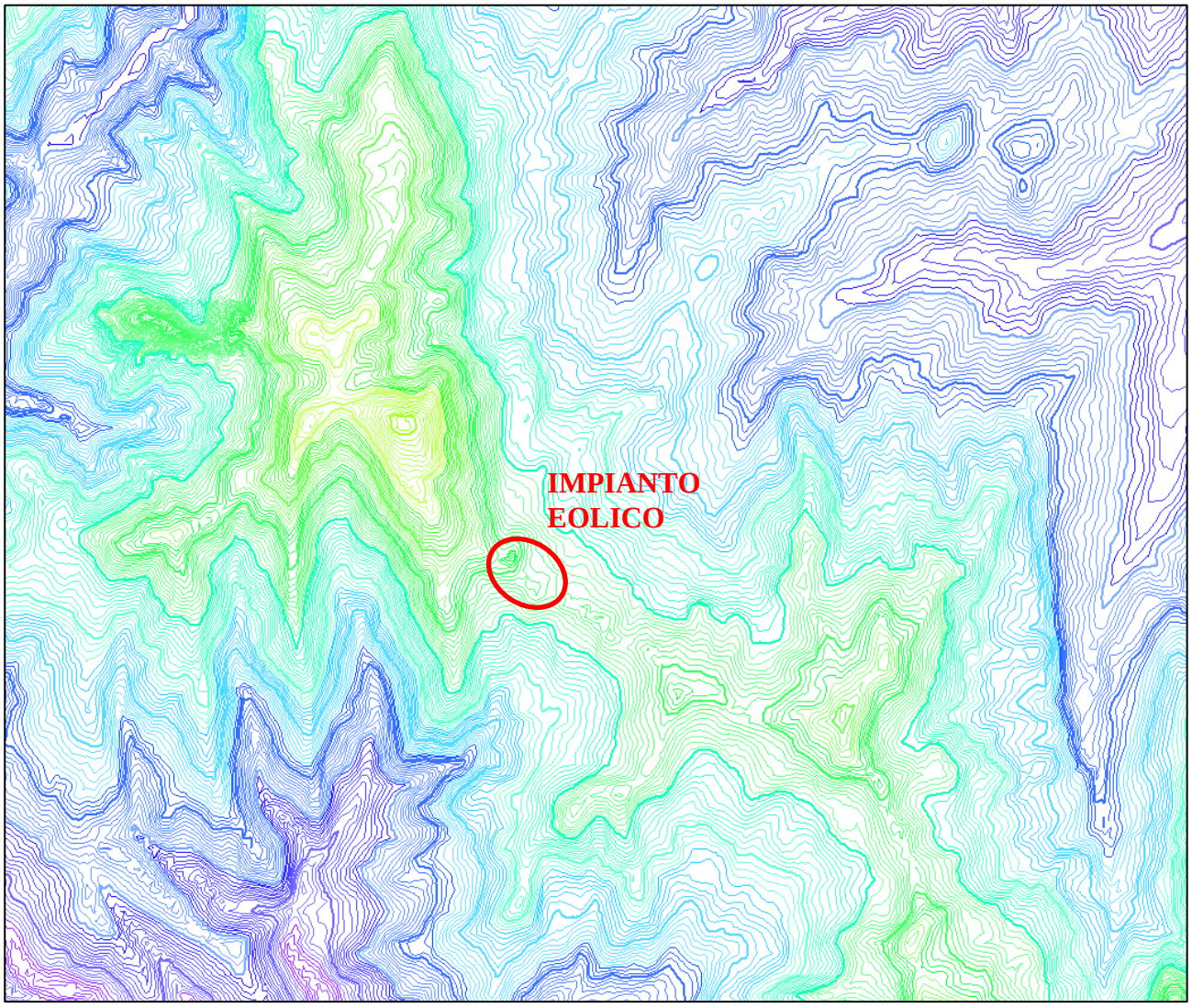


Figura 1.2 – Localizzazione su DEM del parco eolico in progetto.

2. ELABORAZIONE DATI DEL VENTO

L'elaborazione di dati rilevati è necessaria per la determinazione dell'AEP (Annual Energy Production), per l'ottimizzazione del layout impiantistico al fine di ridurre eventuali perdite per effetto scia tra gli aerogeneratori e per determinare gli indicatori sintetici delle caratteristiche anemologiche quali la velocità media, il parametro di forma k e il parametro di rugosità α.

Al fine di una corretta progettazione dell'impianto, si è pertanto proceduto alla raccolta ed elaborazione dei dati di una stazione anemometrica installata proprio in prossimità al sito ove sorgeranno gli aerogeneratori. Le caratteristiche di tale stazione sono di seguito riportate:

- Stazione Cento Croci, installata ad agosto 2014 ad una quota pari a 1.125 m s.l.m. (44°25’30’’ latitudine Nord, 09°36’57’’ longitudine Est).

La stazione (Figura 2.1), ubicata in comune di Tornolo, è costituita da un traliccio di altezza complessiva pari a 60 m s.l.t. sul quale sono fissati sei ordini di stralli costituiti ognuno da 3 tiranti assicurati al terreno mediante piastre interrate 1,5 m sotto terra (Figura 2.2). Lo schema strutturale delle stazioni anemometriche è riportato in Figura 2.3: la disposizione dei sensori è in totale rispetto della specifica IEC 61400.



Figura 2.1 – Stazione anemometrica di tipo tralicciato per la rilevazione del vento.



Figura 2.2 – Modalità di ancoraggio tramite piastre interrate.

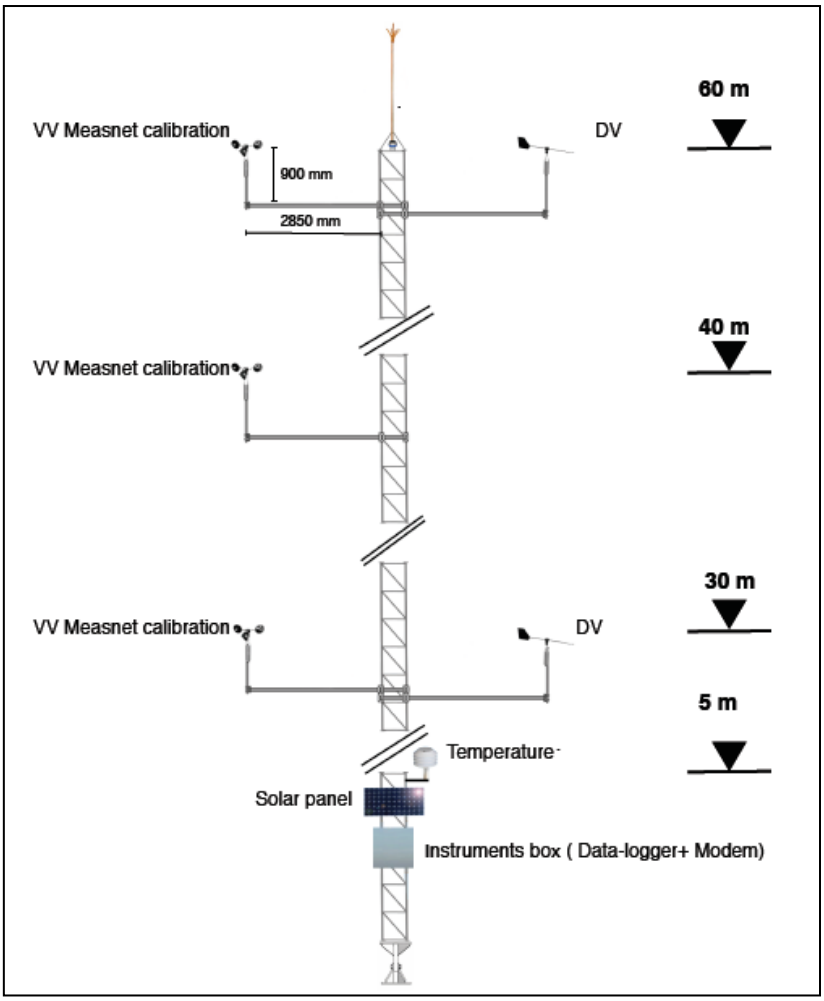


Figura 2.3 – Schema strutturale della stazione anemometrica.

La struttura portante sopra descritta ospita la seguente strumentazione:

- 3 sensori di tipo NESA per la rilevazione della velocità del vento, posizionati alle quote di 30, 40 e 60 m s.l.t. e orientati a 100° N: tutti i sensori sono calibrati Measnet;
- 2 sensori di tipo NESA per la rilevazione della direzione del vento, posizionati alle quote di 30 e 60 m s.l.t. e orientati a 280° N;
- 1 sensore di tipo NESA per la rilevazione della velocità del vento, posizionati alle quote di 58 m s.l.t. e orientati a 280° N con funzione di backup;
- 1 sensore per la rilevazione della temperatura dell'aria fissato a 10 metri di altezza;
- acquisitore dati modello NESA TMF100;
- modem GSM/GPRS modello Maestro;
- lampada SOV per l'illuminazione notturna.

La stazione è alimentata da un pannello solare da 10 W unitamente ad una batteria da 18 Ah.

I dati esistenti di velocità e direzione del vento non sono tutti utili in ugual misura: risultano essere di particolare interesse ai fini dello sfruttamento energetico quelli rilevati ad altezze dal suolo paragonabili a quelle del mozzo degli aerogeneratori. In generale, dati rilevati al di sotto di circa 10 metri rischiano di risentire in modo eccessivo degli effetti delle particolarità del terreno e perdono

quindi in significatività, anche se possono essere comunque di ausilio, soprattutto quando risultino gli unici disponibili in una data area.

2.1 PRESENTAZIONE ED ELABORAZIONE DEI DATI

La stazione è programmata per eseguire automaticamente le seguenti misure:

- Velocità media, massima e minima del vento (30, 40 e 60 metri);
- Direzione del vento (30 e 60 metri);
- Standard deviation sulla velocità del vento (30, 40 e 60 metri);
- Standard deviation sulla direzione del vento (30 e 60 metri);
- Temperatura dell'aria (10 metri);
- Temperatura interna del contenitore apparati;
- Valore di carica delle batterie.

L'analisi dei dati meteorologici rilevati è stata effettuata con il software WindPro 3.0, sviluppato da EMD International: tale software consiste di più moduli ciascuno con il suo scopo (Figura 2.4). WindPro offre una gamma di opzioni per calcolare la produzione di energia. Si tratta dello strumento più flessibile nel suo genere per gestire e combinare differenti turbine e dati di vento in qualunque formato.

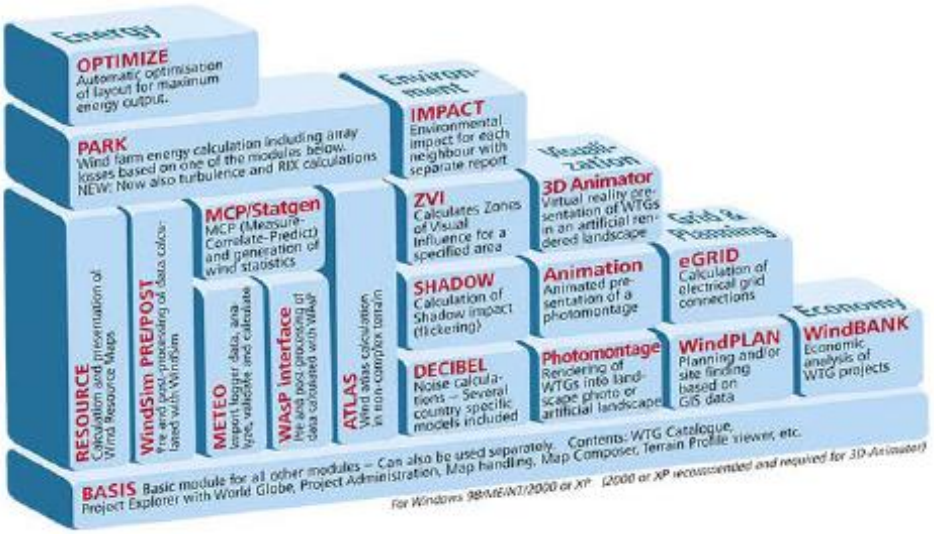
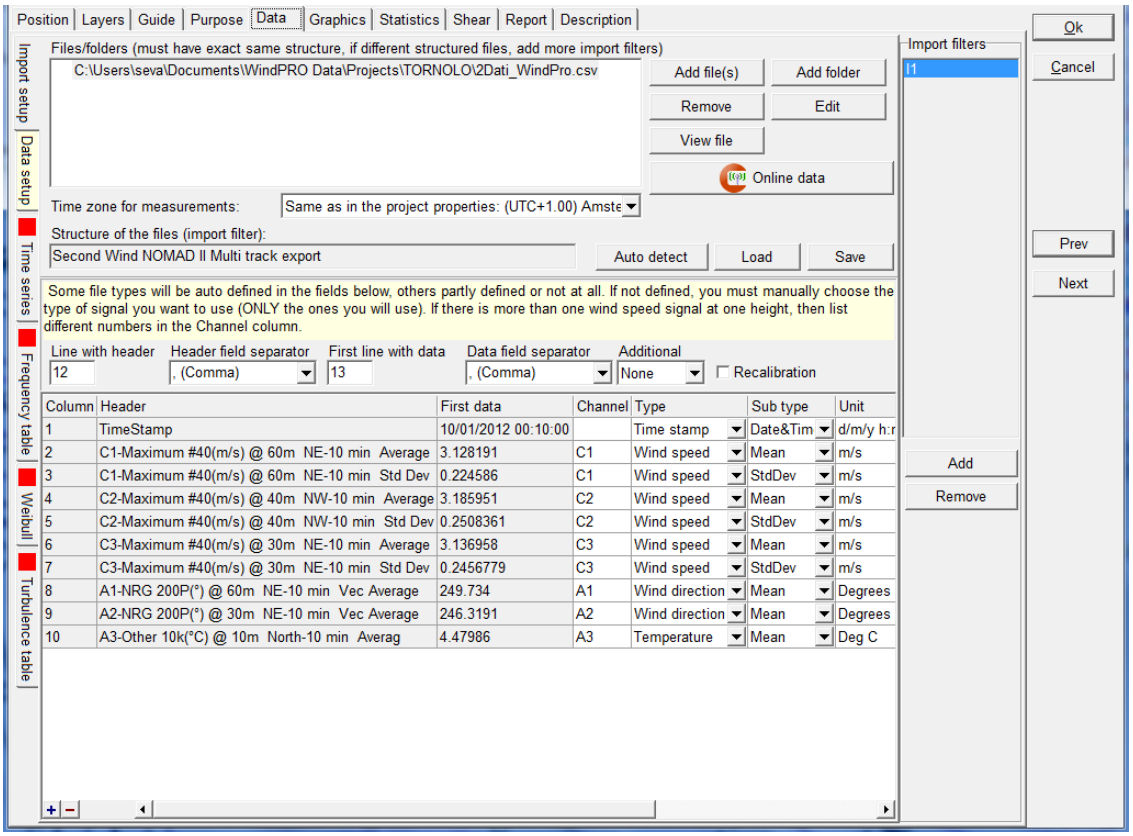


Figura 2.4 – Organizzazione di WindPro 3.0 in moduli.

L'introduzione dei dati di vento all'interno del software viene fatta tramite un Oggetto Meteo, importando il file di dati. WindPro è in grado di rilevare automaticamente la struttura del file: la sola operazione da fare in questa fase è la definizione manuale dei vari campi del file (formato della data, velocità e direzione ecc.) verificando che nella colonna Converted i dati vengano letti e trasformati correttamente (Figura 2.5).



Column	Header	First data	Channel	Type	Sub type	Unit
1	TimeStamp	10/01/2012 00:10:00		Time stamp	Date&Tim	d/m/y h:r
2	C1-Maximum #40(m/s) @ 60m NE-10 min Average	3.128191	C1	Wind speed	Mean	m/s
3	C1-Maximum #40(m/s) @ 60m NE-10 min Std Dev	0.224586	C1	Wind speed	StdDev	m/s
4	C2-Maximum #40(m/s) @ 40m NW-10 min Average	3.185951	C2	Wind speed	Mean	m/s
5	C2-Maximum #40(m/s) @ 40m NW-10 min Std Dev	0.2508361	C2	Wind speed	StdDev	m/s
6	C3-Maximum #40(m/s) @ 30m NE-10 min Average	3.136958	C3	Wind speed	Mean	m/s
7	C3-Maximum #40(m/s) @ 30m NE-10 min Std Dev	0.2456779	C3	Wind speed	StdDev	m/s
8	A1-NRG 200P(°) @ 60m NE-10 min Vec Average	249.734	A1	Wind direction	Mean	Degrees
9	A2-NRG 200P(°) @ 30m NE-10 min Vec Average	246.3191	A2	Wind direction	Mean	Degrees
10	A3-Other 10k(°C) @ 10m North-10 min Averag	4.47986	A3	Temperature	Mean	Deg C

Figura 2.5 – Definizione dei campi del file importato.

Il controllo di qualità dei dati di vento è fondamentale per una valutazione affidabile della produzione; dati errati devono essere eliminati in modo da non pesare sul risultato finale. WindPro elimina immediatamente i dati fuori dall'intervallo definito nel tabsheet data (-1 ÷ 75 m/s per la velocità e 0 ÷ 360 per la direzione).

Un controllo visivo permette poi di individuare ulteriori possibili dati erronei, confrontando graficamente le serie temporali registrate dai sensori (Figura 2.6).

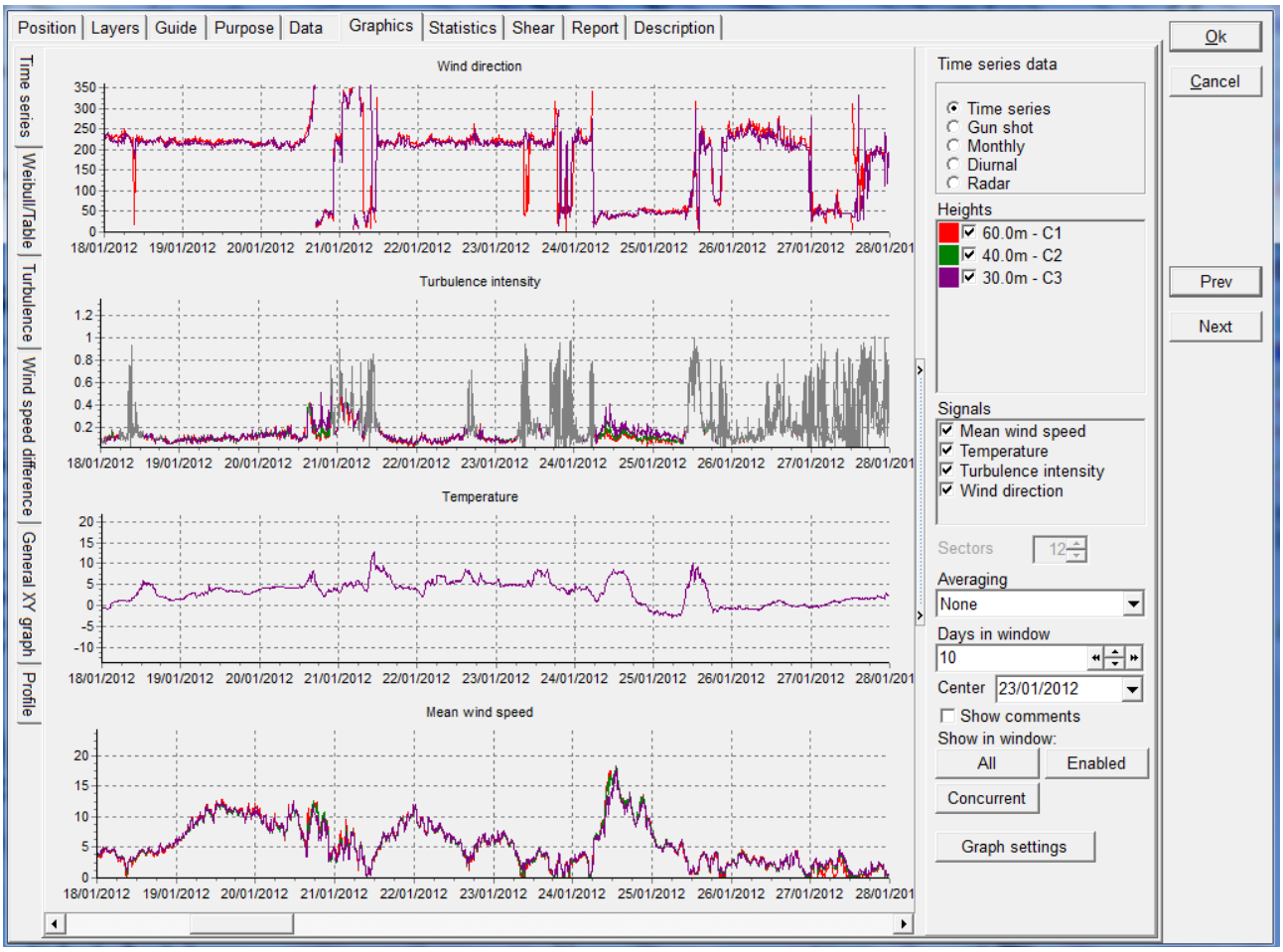


Figura 2.6 – Visualizzazione grafica delle serie temporali.

Dal punto di vista della qualificazione anemologica di un sito la velocità media non è un parametro sufficiente a determinare lo stato di ventosità dell'area, pertanto deve essere introdotto il diagramma di frequenza ore-vento, strettamente legato al concetto di probabilità del vento. Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande di ampiezza (tipicamente 0,5 o 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento; il più utilizzato è il modello a due parametri di Weibull espresso dalla seguente relazione:

$$f_i = \frac{k}{c}\left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k}$$

dove f_i è la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell'i-esimo intervallo, v_i è il valore centrale dell'intervallo, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c il parametro di scala (m/s), legato alla velocità media della distribuzione.

Viene definita, infine, la densità di potenza come la potenza media del flusso ad unità di area spazzata dal rotore: una quota parte di questa verrà convertita dal rotore in potenza meccanica disponibile all'asse del generatore.

Analizzando i dati di velocità alle varie quote d'installazione per la stazione anemometrica installata, si sono ricavate le distribuzioni percentuali i cui parametri sono riassunti in Tabella 2.1:

	STAZIONE CENTO CROCI		
	30 m	**40 m**	**60 m**
V_{med}	6,86 m/s	6,97 m/s	7,14 m/s
k	1,80	1,80	1,81
c	7,88 m/s	8,02 m/s	8,43 m/s
Densità di potenza[1]	444,3 W/m^2	450 W/m^2	476,5 W/m^2

Tabella 2.1 – Parametri caratteristici delle distribuzioni della velocità del vento.

Con un ragionamento del tutto analogo a quanto visto per la velocità e la frequenza ore-vento, può essere effettuato un campionamento sulla direzione del vento al fine di determinare la rosa dei venti e le direzioni prevalenti. L'intervallo di campionamento scelto è pari a 30°, il che corrisponde a suddividere l'angolo giro in 12 settori d'interesse. L'analisi applicata al caso di studio in esame, porta alla determinazione della rosa dei venti, riportata in Figura 2.7.

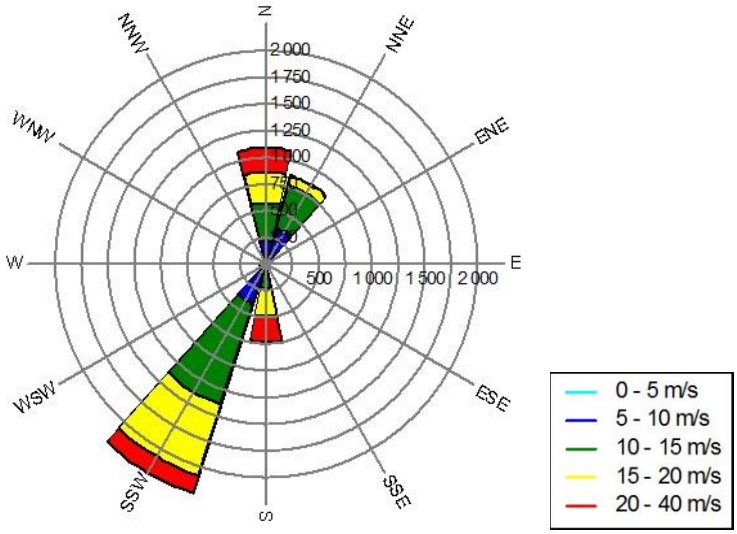


Figura 2.7 – Rose dei venti della stazione Cento Croci: colorazioni giallo-rosse indicano una forte ventosità.

[1] Calcolata sulla base dei dati tecnici dell'aerogeneratore Enercon E82 da 3000 kW.

Il grafico sopra riportato mette in evidenza come i venti dominanti siano la tramontana e il libeccio.

Un'altra questione di rilevante importanza è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto "strato limite" dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo. L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce. A grande distanza dal terreno (1.500 – 2.000 m) l'effetto del suolo è trascurabile e la velocità del vento dipende soltanto dalle condizioni meteorologiche, mentre alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20 – 80 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore scabrezza.

Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità e accuratezza. Uno dei modelli più utilizzati è quello logaritmico, che deriva dalla teoria dello strato limite per il caso di flusso su lastra piana: tale modello consente la determinazione della velocità del vento all'i-esima quota (v_i) note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il coefficiente di scabrezza m:

$$v_i = v_0 \frac{\ln\left(\frac{z_i}{m}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{m}\right)}$$

I valori del coefficiente di scabrezza m possono essere desunti con buona accuratezza effettuando dei rilievi di velocità del vento a varie quote (almeno due), ricavando il valore di m dalla manipolazione dell'equazione precedente. In particolare nell'ipotesi in cui vengano effettuati due rilievi alla quota z_0 ed alla quota z_1, risulta:

$$m = e^{\frac{v_1 \ln(z_0) - v_0 \ln(z_1)}{v_1 - v_0}}$$

In sede di analisi preliminare, si può invece desumere un valore indicativo del coefficiente m (valori espressi in metri) dalla Tabella 2.2 in funzione di quella che si ipotizza essere la classe di rugosità del territorio sulla base di un'analisi visiva della zona.

Classe	m	Descrizione
0	0,0002	Mare aperto senza onde
0,5	0,0024	Terreni completamente aperti con superficie liscia
1	0,03	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
1,5	0,055	Aree agricole con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
2	0,1	Aree agricole con presenza di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
2,5	0,2	Aree agricole con presenza numerosa di ostacoli di media grandezza (6-8 m)

3	0,4	Piccoli centri abitati, boschi
3,5	0,8	Città con edifici alti
4	1,6	Metropoli con edifici alti e grattacieli

Tabella 2.2 – Classi di rugosità del terreno e loro descrizione.

Talvolta, in alternativa al profilo logaritmico viene utilizzata la legge di potenza (sperimentale), che allo stesso modo consente la determinazione della velocità del vento alla i-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il parametro di rugosità α:

$$v_i = v_0 \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^{\alpha}$$

Analogamente a quanto visto in precedenza, qualora si disponga dei rilievi di velocità del vento per due quote differenti, si può ricavare il parametro di rugosità α come:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_0}{v_1}\right)}{\log\left(\frac{z_0}{z_1}\right)}$$

Mentre, in sede di analisi preliminare, si può desumere un valore indicativo del parametro di rugosità α (adimensionale) dalla Tabella 2.3.

Alfa	**Descrizione**
0,12	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
0,16	Aree agricole con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
0,2	Aree agricole con presenza numerosa di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
0,3	Zone urbane, boschi
0,4	Città con edifici alti

Tabella 2.3 – Valori indicativi del parametro di rugosità α.

L'espressione su esposta è rappresentata, in alcuni casi tipici, nella Figura 2.8.

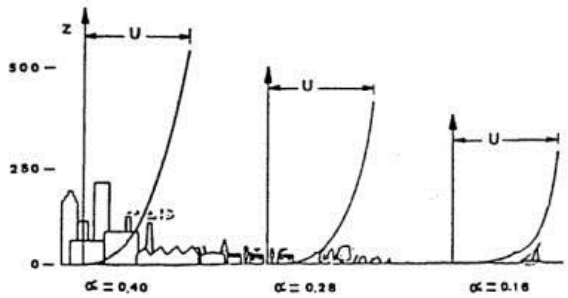


Figura 2.8 – Profili della velocità media del vento (U) per terreni variamente accidentati.

In Figura 2.9 si riportano entrambe le tipologie di profili sopra descritte ottenute con il software WindPro.

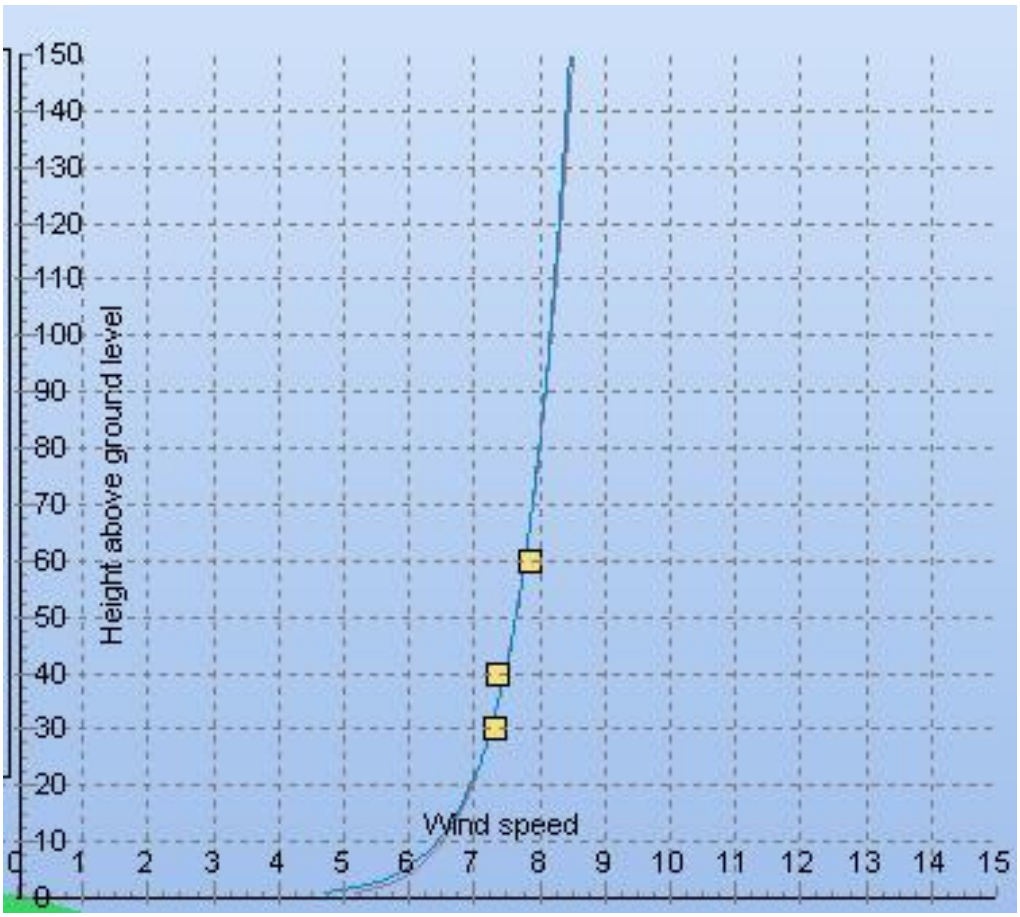


Figura 2.9 – Profili di vento calcolati con Wind Pro 3.0 (in azzurro quello logaritmico, in viola l'esponenziale).

Avendo a disposizione più di una quota di misura della velocità del vento, il software è in grado di estrapolare il coefficiente di scabrezza del profilo logaritmico e il coefficiente di rugosità del profilo esponenziale: per quanto riguarda la stazione di Cento Croci si è calcolato un valore di *m* pari a 0,002 (sito di classe di rugosità 0,5) ed un valore di α pari a 0,099.

2.2 STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

Utilizzando in via preliminare il software SimulWind Pro 1.0, un simulatore economico-eolico in grado di effettuare, in relazione a diversi fattori tecnico-economici, una stima della producibilità dell'impianto, è stato possibile estrapolare un primo dato di producibilità delle turbine scelte alla rispettiva quota del mozzo.

Il software prende in ingresso il dato di velocità media (7,1 m/s della stazione Cento Croci), la relativa altezza s.l.t. a cui è stata rilevata (60 m), il fattore di forma della distribuzione di Weibull, *k,* (1,8) e il coefficiente di scabrezza *m* individuato dalla classe del sito (0,002 calcolato in precedenza, sito di classe 0,5); l'output è costituito dal dato di producibilità attesa alla quota del mozzo dell'aerogeneratore (69 m).

L'A.E.P. (Annual Energy Production) stimata al netto delle perdite (Figura 2.10) risulta di 14.524.116 kWh/anno di energia pulita e rinnovabile, per un totale di 2420 ore equivalenti. Quest'ultimo indice, che fornisce le ore di pieno funzionamento alla potenza nominale di 6000 kW dell'impianto, si rileva molto importante e positivo per la valutazione della sostenibilità dell'impianto.

Producibilità attesa sistema eolico [kWh/anno]	15,239,760.93	*Ore equivalenti [kWh/kWe]*	2,539.96	*Fattore di capacità*	28.99%
Producibilità attesa sistema eolico al netto delle perdite [kWh/anno]	14,524,115.85	*Ore equivalenti nette [kWh/kWe]*	2,420.69	*Fattore di capacità netto*	27.63%

Figura 2.10 – Stima AEP dell'impianto con SimulwindPro.

Tale produzione di energia pulita e rinnovabile produrrà anche un impatto ambientale positivo costituito dalla mancata emissione di agenti atmosferici inquinanti che proverrebbero dalla produzione della stessa quantità di energia mediante le tradizionali fonti combustibili fossili. La stima delle mancate emissioni è riportata nella figura sottostante.

VALUTAZIONE MANCATO IMPATTO AMBIENTALE - MIA

Emissioni Evitate CO2 [Kg/anno]	*TEP/anno*	*Emissioni Evitate NOx [Kg/anno]*	*Emissioni Evitate SO2 [Kg/anno]*	*Rimboschimento equivalente [Ha/anno]*
9,803,778.2	3,340.5	21,786.2	20,333.8	1,766.4
245,094.5	83,513.7	544.7	508.3	
Emissioni Evitate CO2 25 anni [ton]	*TEP 25 anni*	*Emissioni Evitate NOx 25 anni [ton]*	*Emissioni Evitate SO2 25 anni [ton]*	

Figura 2.11 – Stima AEP dell'impianto con SimulwindPro.

Un'analisi più sofisticata e completa è stata realizzata ancora una volta con il software WindPRO 3.0: il modulo RESOURCE consente di creare una mappa della risorsa eolica, che fornisce informazioni necessarie alla selezione dei siti adatti, a livello di micrositing, per il miglior posizionamento delle singole turbine, o per il calcolo di aree più vaste, in cui trovare i siti più adatti per i progetti eolici. La mappa della risorsa eolica a 69 m s.l.t. per l'area di progetto è riportata in Figura 2.12:

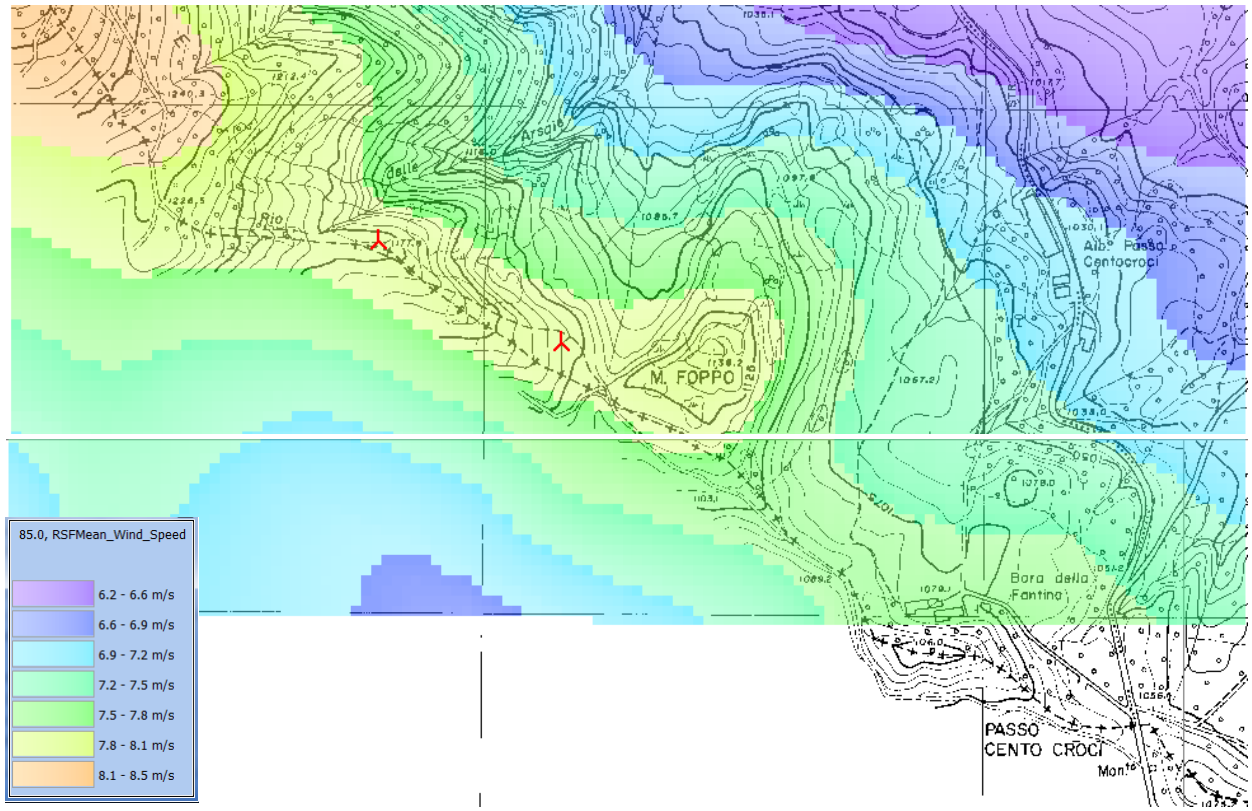


Figura 2.12 - Mappa di risorsa eolica a 69 m s.l.t.

I moduli per il calcolo dell'energia con WindPRO sono tre, per calcoli su "singolo punto" (una WTG) o come base per i calcoli PARK (forniscono i dati di vento come input per il calcolo delle perdite in scia di una centrale eolica):

- **ATLAS –** Con questo modulo si può calcolare la produzione di energia sulla base del semplice modello ATLAS (metodo dell'atlante eolico), basato su una descrizione del terreno (rugosità, alture ed ostacoli semplici) ed una statistica del vento. Il modello della rugosità è lo stesso che in WAsP, ma le alture e gli ostacoli vengono calcolati con modelli più semplici del modello di flusso di WAsP. Dunque ATLAS è adatto solo a terreno non complesso, e non è mai raccomandato su terreno montagnoso.

- **METEO** – Con questo modulo si può calcolare la produzione di energia sulla base di dati di vento misurati nel luogo esatto in cui le WTG opereranno (su terreno pianeggiante i dati possono di norma essere utilizzati per aree più vaste). Se le misure sono effettuate ad un'altezza diversa da quella proposta per il mozzo delle WTG, i dati possono essere estrapolati inserendo un esponente del gradiente di vento, ma ciò va fatto con cautela. Soltanto su terreno pianeggiante e semplice (bassa rugosità) si può assumere che l'estrapolazione dell'altezza segua regole semplici.

- **Interfaccia WAsP** – Con questo modulo si può calcolare la produzione di energia usando come "motore di calcolo" WAsP (software del RISØ, DK), cioè si potrà calcolare in terreno complesso usando il metodo dell'atlante eolico con il modello avanzato di flusso contenuto in WAsP. L'Interfaccia WAsP è sia un pre-processore per elaborare e verificare i dati, sia un

post-processore, per stampare i risultati in una relazione e per eseguire e stampare alcune analisi, che forniscano all'utente utili informazioni per valutare la qualità dei calcoli.

PARK è il modulo per calcolare le perdite in scia e la produzione di energia di una centrale eolica. I dati da inserire per il calcolo PARK sono la posizione, il modello e le altezze del mozzo delle WTG, oltre ai dati di vento forniti da uno dei tre moduli menzionati sopra (ATLAS, METEO o Interfaccia WAsP), oppure dati da un file .rsf ottenuto dal modulo RESOURCE.

Il modulo PARK calcola le perdite in scia dovute all'effetto di copertura reciproca tra WTG vicine (centrali eoliche e clusters). PARK offre tre diversi metodi di calcolo delle perdite di scia. Il metodo standard raccomandato da EMD segue quello creato da N.O. Jensen del Risø, ma con piccole modifiche che consentono di lavorare con modelli di WTG e altezze differenti nello stesso layout.

L'equazione fondamentale per calcolare le perdite in scia dietro il rotore è:

$$v = u[1-\frac{2}{3}(\frac{R}{R+\alpha x})^2]$$

dove:

- v è la velocità del vento ad una distanza x dietro il rotore;
- u è la velocità del vento libero subito a monte del rotore;
- R è il raggio del rotore;
- α è la costante di decadimento di scia;
- 2/3 è un valore approssimato del parametro Ct nel modello di calcolo; il valore esatto di Ct è usato in ciascun intervallo di velocità del vento.

La Figura 2.13 mostra l'idea di base dietro il modello semplificato delle perdite di scia oltre una turbina. La costante di decadimento è una misura dell'allargamento del "cono d'ombra" a valle della turbina. Essa è definita come l'allargamento in metri per metro a valle del rotore. Di norma si raccomanda un valore di 0,075 m, corrispondente ad un angolo di apertura di circa 4°.

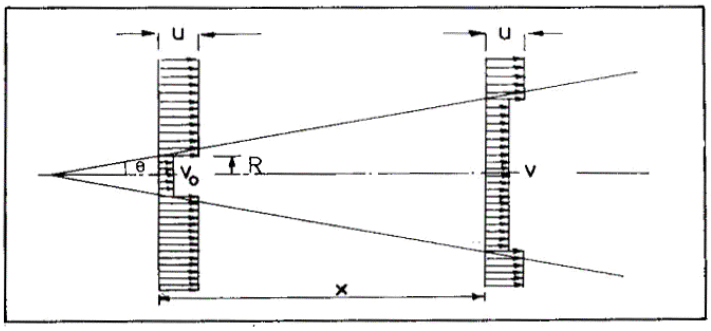


Figura 2.13 – Perdite di scia oltre una turbina.

Le misure eseguite dal Risø in svariati parchi eolici indicano che la costante di decadimento in scia dipende dalla turbolenza e quindi dalla classe di rugosità – variando tra 0,04 per una classe di rugosità

0, a 0,1 per una classe 3. Si ritiene che l'uso del valore standard 0,075 per tutti i calcoli sulla terraferma abbia un'influenza solo marginale sui risultati.

Tramite il modulo PARK è stato possibile calcolare la producibilità del parco eolico in progetto a partire dai dati rilevati, prima senza modello Wasp e poi con il modello Wasp di terreno complesso.

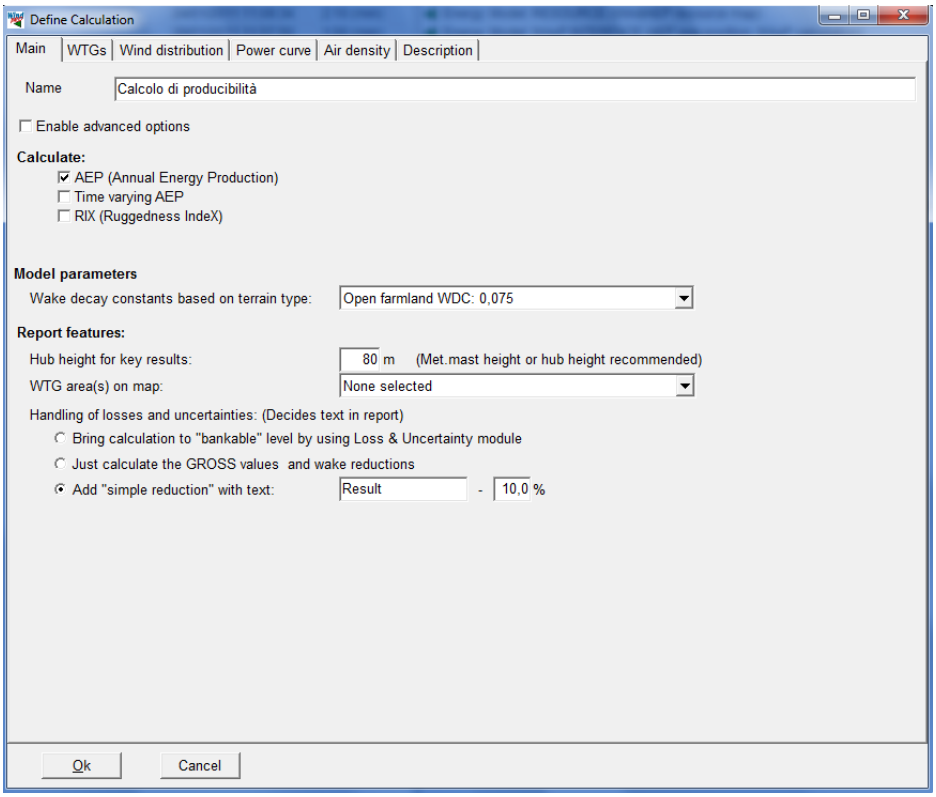


Figura 2.14 – Impostazione del calcolo PARK.

La metodologia Wasp è lo standard attuale per i calcoli di energia. Per stimare l'AEP di una centrale eolica utilizzando tale approccio, è necessario eseguire una stima del clima regionale del vento o "Statistica del Vento", sopra lo strato limite superficiale (boundary layer). Tale calcolo considera la rugosità della superficie, l'orografia, i dati di vento e l'eventuale presenza di ostacoli.

Una volta calcolata, la Statistica del Vento viene riportata al suolo per stimare la produzione (Figura 2.15).

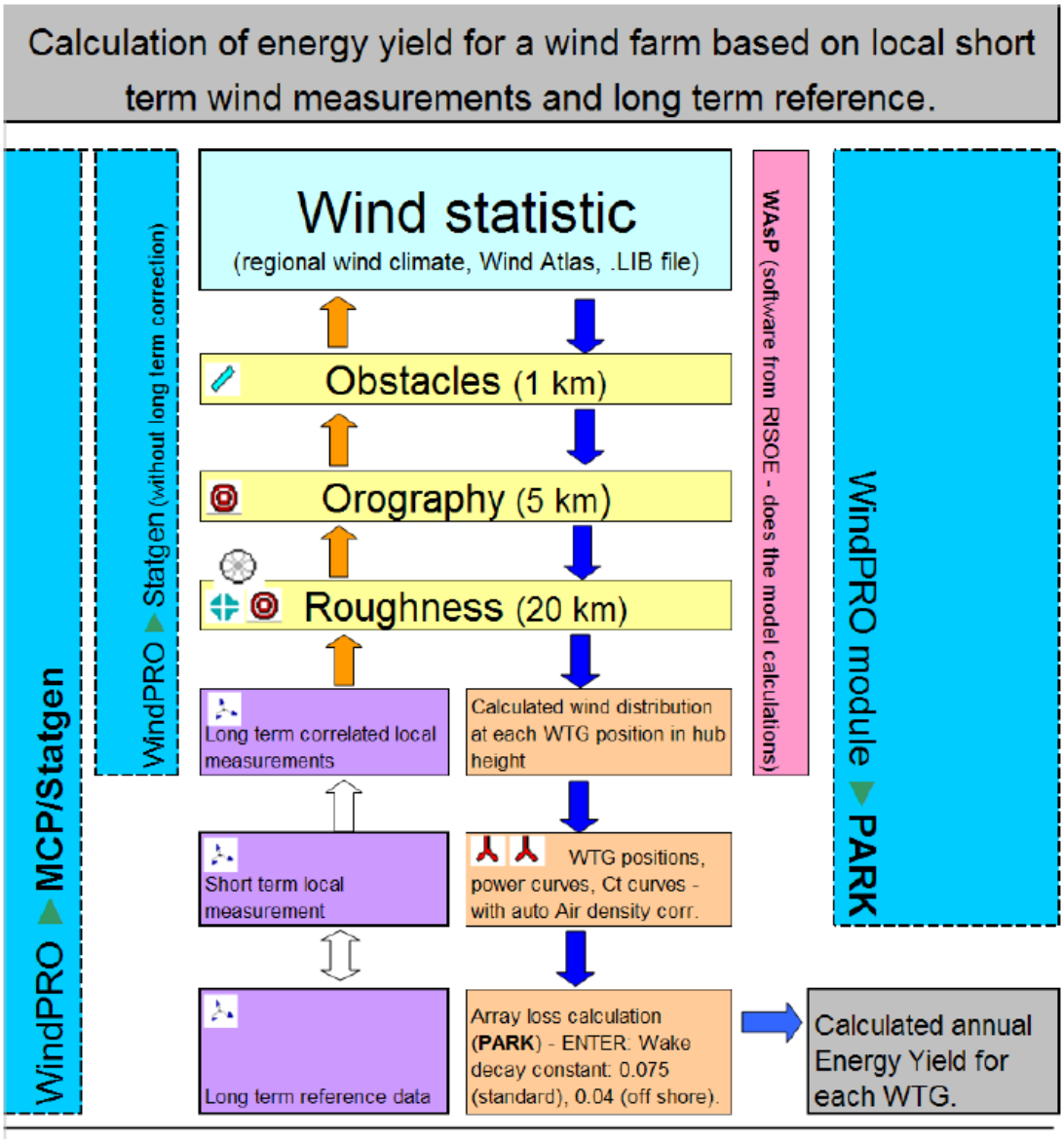


Figura 2.15 – Schema di funzionamento di Wind Pro con Wasp.

In altre parole, Wasp lavora:

- "Verso l'alto" – per calcolare una statistica del vento (clima regionale del vento, atlante del vento) usando STATGEN.
- "Verso il basso" – per calcolare l'AEP di una centrale eolica usando il calcolo PARK basato sulla Statistica del Vento.

I risultati ottenuti con il software WindPro 3.0 utilizzando il modello di terreno complesso tramite l'interfaccia Wasp, sono di seguito riportati:

	Parco eolico in progetto
Produzione stimata (MWh/y)	**16.386**
Ore eq. (h)	**2731**

Tabella 2.4 - Dati di producibilità lorda (P50) per l'impianto eolico ottenuti con il software WindPro 3.0.

La producibilità annuale **lorda** del parco eolico, composto dai 2 aerogeneratori in progetto, risulta pertanto pari a **16.386 MWh** con un numero di ore equivalenti pari a **2.731**.

Al netto delle perdite, stimate in via preliminare intorno al 10%, si arriva ad una producibilità di **14.747** MWh all'anno, a cui corrispondono **2.458** ore equivalenti con un efficienza del parco pari a 99,9%.

La DGR 51/2011 stabilisce un valore minimo di funzionamento alla piena potenza nominale non inferiori a 1800 ore annue: il parco eolico in progetto risulta pienamente conforme a quanto stabilito da tale delibera.