

Analisi della ventosità e della
produzione energetica di un parco
eolico sviluppato nei comuni di
Montecavallo e Pievetorina

Committente

WIND ENERGY MONTE CAVALLO S.r.l.

Pescara (PE)

P.IVA 02372170684

Pec: windenergymontecavallo@legpec.it

Data ultima modifica: 5/08/2023



Prof. Ing. Renato Ricci
Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche
Università Politecnica delle Marche

Introduzione

La proposta di parco eolico interessa parte del territorio montano dei comuni di Montecavallo e Pievevitorina, ambedue in provincia di Macerata; tutto l'insediamento eolico è pensato ad un'altitudine compresa fra 1100 e 1400 metri ed è posizionato sulla prima dorsale montuosa della Regione Marche, prossima ai confini umbri di Colfiorito, vedi FIG.1.

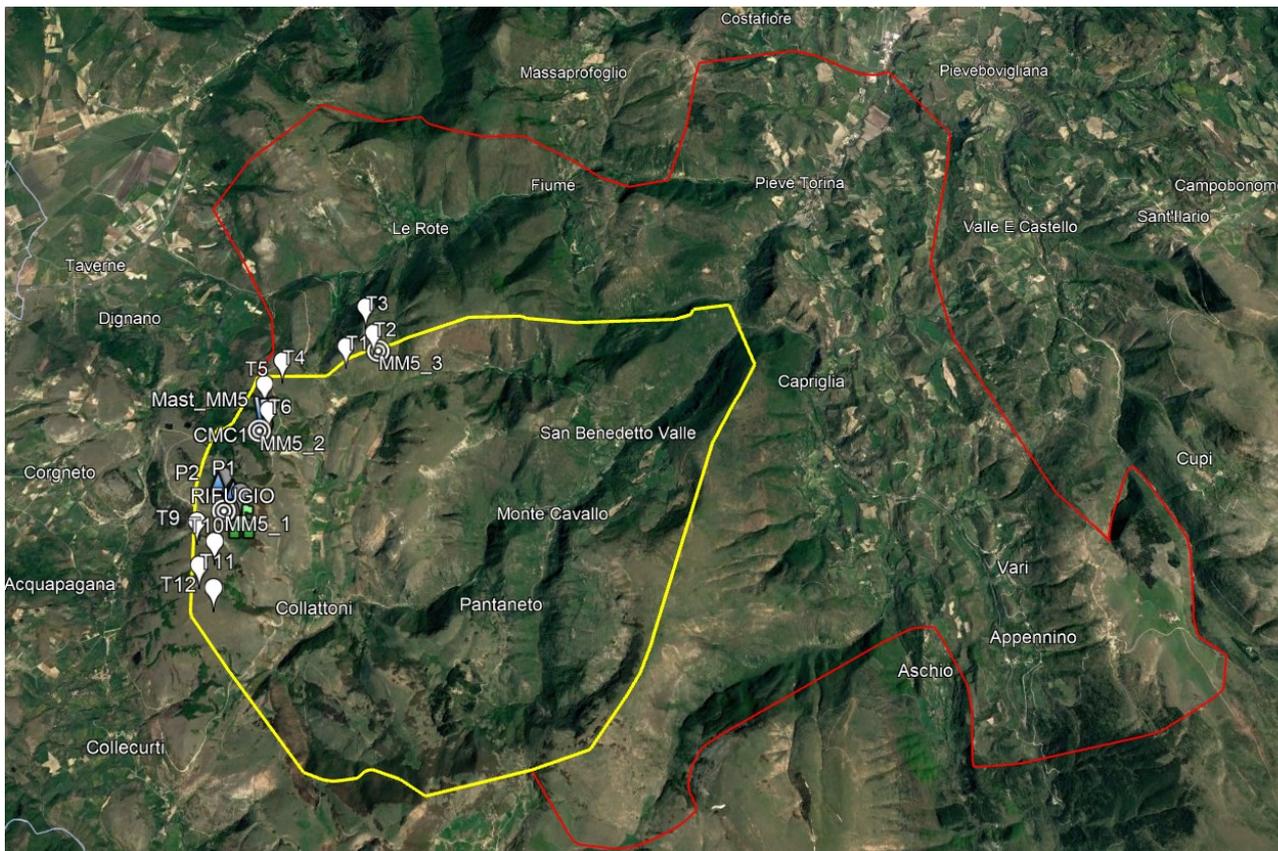


FIG.1 – Inquadramento orografico del parco eolico

In passato l'area in oggetto è stata individuata come "area regionale per un parco eolico di interesse pubblico della potenza massima di 40 [MW]" e denominata MC1 con delibera di Giunta regionale n. 366 del 3 aprile 2006, all'interno del Piano Energetico Ambientale della Regione Marche. La allora Comunità Montana di Camerino aveva proposto un parco eolico di 17 turbine da 2 [MW] cadauna, con altezza mozzo di 64 [m], e su tale progetto, dopo innumerevoli peripezie legali, a causa di ricorsi e di opposizioni della Soprintendenza per i Beni Architettonici ed il Paesaggio delle Marche, è stata rilasciata l'Autorizzazione Unica ai sensi del Decreto Legislativo 387/2003 da parte degli uffici Regionali. Purtroppo l'enorme ritardo legato alle vicende autorizzative ha compromesso la realizzazione del parco eolico e, ad oggi, l'Autorizzazione Unica Regionale è stata revocata.

All'interno dell'area MC1 era previsto anche lo sviluppo di un parco eolico di Sorigenia formato da 7 turbine da 2 [MW] cadauna; una vista d'insieme del Parco della Comunità Montana, numerata A__ e C__ e di quello di Sorigenia, dove le turbine sono numerate B__, è riportata in FIG.2. La proposta di sviluppo eolico di Sorigenia venne revocata dalla stessa società dopo l'opposizione della Soprintendenza per i Beni Architettonici ed il Paesaggio delle Marche.

Il parco eolico proposto da Wind Energy Montecalvallo nasce con l'intento di contenere l'impatto ambientale dell'area, già ampiamente studiata in tal senso dall'Università di Camerino, cercando di ridurre al minimo il numero di postazioni eoliche, posizionandole in aree di buona ventosità. La ventosità della zona di interesse è stata in passato oggetto di studio scientifico da parte di quello che oggi è il Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche dell'Università Politecnica delle Marche (DIISM). Insieme alla ex Comunità Montana di Camerino furono scelti due punti per la messa in opera di due torri di misura anemometriche, tuttora presenti ma non funzionanti, denominate CMC1 e CMC2 in Fig.1. Oltre alle misure sperimentali offerte dalle due torri il DIISM ha effettuato per oltre un anno delle rilevazioni con SODAR in diversi punti dell'area interessata dal parco eolico, fino a realizzare un modello in scala dell'orografia di tutta l'area e testarlo in galleria di vento ambientale dell'Università Politecnica delle Marche. Grazie alla realizzazione del modello di galleria è stato possibile confrontare i profili di vento misurati su campo mediante il SODAR con quelli rilevati in galleria del vento da un anemometro a filo caldo a 3 componenti, movimentato da una slitta 3D motorizzata.

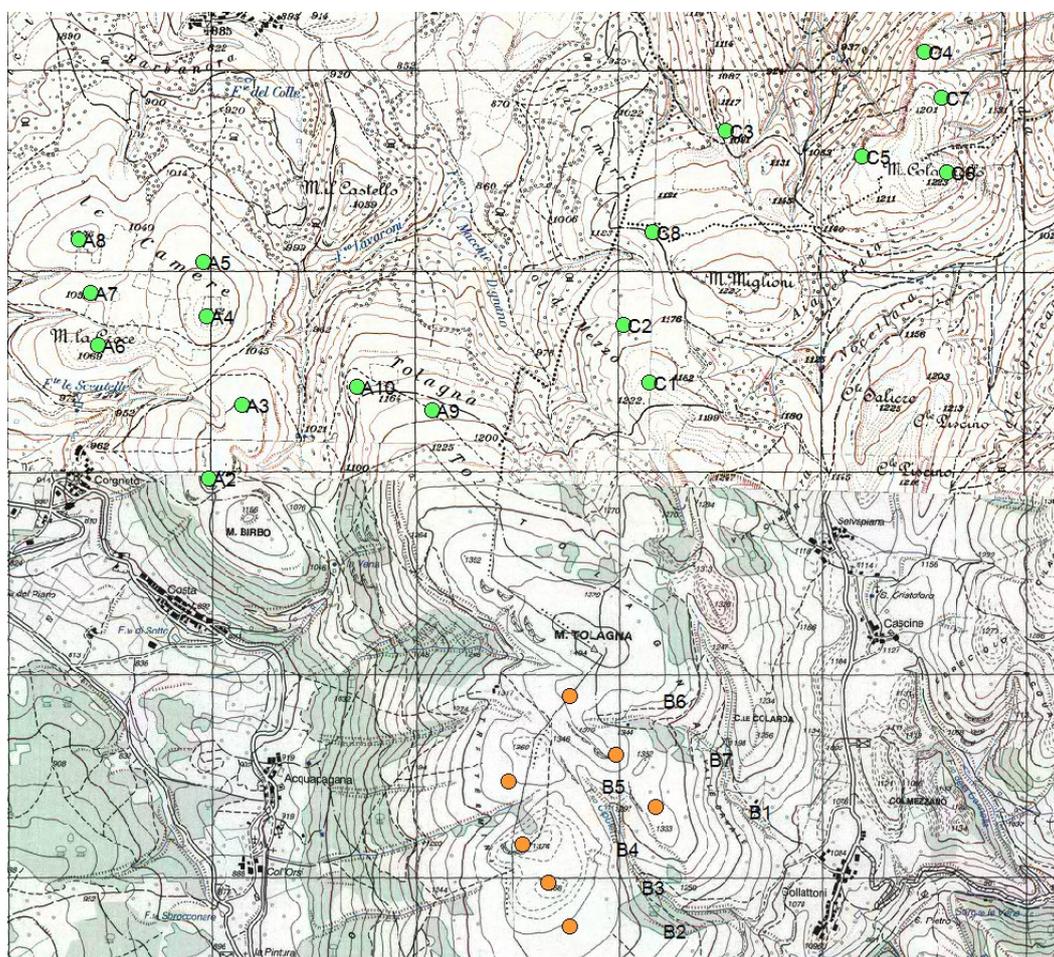


FIG.2 – Inquadratura orografica del parco eolico di Sorgenia e Comunità Montana

Il lavoro di cui sopra è stato pubblicizzato in sedi istituzionali ed in convegni scientifici per testimoniare la complessità di uno studio del vento di tipo areale e non puntuale e l'assoluta necessità dello stesso. Dai risultati e dalle riflessioni sui diversi studi effettuati emerse sin da subito la necessità di cercare di ricostruire la meteorologia del sito mediante modelli matematici consolidati che consentissero di determinare spazialmente l'anemologia del sito: a più quote e per più anni.



Per tale ragione negli anni successivi, insieme all'allora Ministero dell'Ambiente, diretto dal Dott. Corrado Clini, è stato implementato un progetto europeo molto vasto, che ha coinvolto partner nazionali ed internazionali, denominato P.O.W.E.R.E.D. Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development (*IPA Crossborder 2007-2013 Programme*).

Nello specifico i partner del progetto erano:

1. Regione Abruzzo Lead Partner (IT)
2. Provincia di Ravenna (IT)
3. Ministero dell'Economia del Commercio e dell'Energia (AL)
4. Regione Marche (IT)
5. Regione Molise (IT)
6. Regione Puglia (IT)
7. Consorzio CETMA (IT)
8. Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (IT)
9. Ministero dell'Economia del Montenegro – Dipartimento Energia (ME)
10. Veneto Agricoltura (IT)
11. Università Politecnica delle Marche (IT)
12. Micoperi Marine contractors s.r.l. (IT)
13. Comune di Komiza (HR)

Il progetto ha avuto un budget totale di € 3.631.469,03 e si è concluso a Febbraio del 2015; lo scopo del progetto è stato quello di ricreare la mappa di ventosità del Mare Adriatico su un periodo di 5 anni, con passo di tempo di 4 minuti, mediante un modello matematico studiato per le previsioni meteo a livello mondiale (Forecasting), ma utilizzato facendo previsioni indietro nel tempo (Hindcasting). Per un approfondimento sul progetto fare riferimento al sito web dello stesso: www.powered-ipa.it.

Descrizione generale del modello matematico di mesoscala

L'analisi della risorsa eolica di un sito viene generalmente svolta installando delle torri per la misura delle grandezze fisiche necessarie alla valutazione della potenzialità energetica, ad esempio: intensità del vento su un piano parallelo al terreno, direzione del vento, temperatura dell'aria, umidità relativa dell'aria, pressione atmosferica, piovosità ed, eventualmente, radiazione solare incidente. Tutte le grandezze termofisiche ora citate vengono rilevate ad altezze diverse a seconda dell'utilizzo della stazione di misura; in campo meteorologico l'altezza di misura è di 10 metri dal suolo. Quando l'obiettivo è però la conoscenza della risorsa eolica a fini di sfruttamento energetico è chiaro che le grandezze termofisiche dovranno essere valutate ad altezze ben superiori ai 10 metri e su più piani; si sceglie così di inserire minimo due piani di misura: a 10 metri dal suolo ed in corrispondenza dell'altezza del mozzo della turbina eolica che si andrà ad installare, quest'ultima variabile da 90 a 170 metri dal suolo, in funzione delle dimensioni della turbina stessa. E' però estremamente importante che il profilo verticale della velocità del vento sia quanto più possibile uniforme in corrispondenza dell'area rotorica, pertanto fra le due altezze selezionate in precedenza vengono aggiunti altri piani di misura che consentono di poter estrapolare il profilo di velocità del flusso incidente.

Con l'avvento di turbine eoliche di dimensioni maggiori le torri che sostengono le attrezzature di misura diventano sempre più alte e ciò crea non pochi problemi, sia da un punto di vista dell'installazione delle stesse che da un punto di vista economico. Ormai alle vecchie torri tubolari sono state sostituite torri tralicciate alte anche 150 metri; il trasporto ed il montaggio di queste strutture avviene senza gru ma mediante installazione manuale di moduli che vengono progressivamente impilati l'uno sull'altro. Tutta la struttura è strallata ed i tempi di montaggio e di messa a punto della strumentazione sono molto lunghi, così come i cablaggi elettrici dei sensori che corredano le suddette torri. Il costo di ogni installazione è rilevante e pur utilizzando



sensoristica di buona qualità la probabilità di rottura dei sensori è alta, a causa degli eventi meteorici a cui sono sottoposti ed alle vibrazioni continue associate alle frequenze di oscillazione della torre di sostegno.

Se infine il parco eolico viene sviluppato in un sito ad orografia complessa, come la maggior parte dei siti sub appenninici, la validità delle informazioni provenienti dai sensori della torre sono estendibili ad un'area molto ristretta e ciò richiede l'installazione di più torri per garantire la conoscenza della risorsa eolica in tutta l'area occupata dal parco che si intende sviluppare.

Anche nelle installazioni in mare aperto si è davanti a problemi analoghi con l'aggravio che la torre di misura è molto più costosa, in quanto non può essere di tipo strallato ma bensì autoportante; a ciò si aggiunge la necessità di realizzare una piattaforma di sostegno e tutte le opere in mare per la sua installazione. Inoltre anche in questo caso la misura risulterà "puntuale", benché in ambito marino si apprezza sempre una maggiore uniformità nella distribuzione della ventosità, rispetto alle misure in terraferma.

Un'alternativa all'installazione di una torre di misura può essere quella di utilizzare un sistema a Remote Sensing, come il SODAR (Sound Detection and Ranging) o il LiDAR (Light Detection and Ranging), il primo basato sulla rilevazione di onde sonore il secondo di onde elettromagnetiche. Questi oggetti sono di piccole dimensioni e possono scansionare un volume di spazio verticale molto grande; ovviamente presentano incertezze di misura più ampie rispetto ad i sensori tradizionali ma hanno dalla loro la trasportabilità e la semplicità di installazione, sia in mare che in terra.

Ciò non risolve però il problema della conoscenza puntuale della risorsa eolica che mal si addice alla determinazione della produzione energetica di un parco intero, mentre soddisfa solo la conoscenza della produzione di una turbina eolica posta nel luogo di installazione dello strumento di misura.

Alla limitazione della conoscenza puntuale della ventosità si aggiunge anche un'altra problematica: l'acquisizione dei dati per un periodo di tempo sufficientemente lungo, che in genere è di alcuni anni. E' evidente che l'attrezzatura di misura tenuta sul posto per un periodo così lungo richiederà una manutenzione programmata di tipo ordinario e straordinario, con un incremento sensibile dei costi; oltre a ciò verrà ritardato enormemente lo sviluppo progettuale del parco eolico.

Una valida alternativa alle tecniche ed alle campagne di misura sperimentali descritte in precedenza è quella di utilizzare un modello numero meteorologico che operi su scale geografiche piccole (Mesoscala e Microscala, come meglio spiegato in seguito); il modello viene utilizzato non per fare previsioni nel futuro ma per ricostruire quello che è accaduto nel passato. La ricostruzione meteorologica consente di avere informazioni per periodi lunghi (anche decine di anni), di un'area e non di un punto; all'interno dell'area di studio è possibile estrarre un numero elevato di punti così da disporre di una serie di "torri di misura virtuali" con cui descrivere al meglio la potenzialità energetica del sito. E' la strada che è stata scelta per questo studio e di seguito verrà descritto in dettaglio il modello numerico utilizzato ed i confronti fra i risultati offerti dal modello e quelli misurati puntualmente da torri di misura certificate o comunque controllate.

Nel nostro Paese sono presenti attualmente circa 5000 stazioni meteorologiche a terra, appartenenti ad almeno 30 reti diverse; le stazioni raccolgono dati su scala oraria e giornaliera. A queste stazioni si aggiungono 30 radar meteo di proprietà: del Dipartimento Nazionale della Protezione civile, delle Regioni e di altri Enti. Tutte le fonti dati ora citate sono Certificate oppure sono realizzate a norma WMO (World Meteorological Organization). Quando si analizza un fenomeno su "Mesoscala" il valore puntuale fornito da una stazione meteorologica può essere considerato ancora rappresentativo per un raggio di 10-30 km dalla stazione stessa; per quanto riguarda invece un radar meteorologico l'estensione può essere sensibilmente maggiore. In FIG.3 sono riportate le lunghezze di scala e di tempo con cui possono essere studiati i diversi fenomeni

atmosferici; la Mesoscala presenta la caratteristica di abbracciare fenomeni fondamentali per la descrizione della ventosità locale di un'area, riuscendo a rappresentare la formazione di nuvole convettive di varia natura ed operando su scale di tempo tipiche delle stazioni di misura utilizzate in campo eolico (valori mediati su 10 minuti o su 1 ora). L'unica grandezza non rilevabile da osservazioni di Mesoscala è la Turbolenza atmosferica, che richiede un'analisi di Microscala con passi di tempo decisamente ridotti (pochi metri di lunghezza di scala ed almeno 1 secondo come scala dei tempi).

In FIG.4 sono riportati le tipologie di venti che possono essere colti da una ricostruzione meteorologica di Mesoscala, è chiaro come tutti i venti interessanti per una valutazione della potenzialità energetica di un sito siano completamente rappresentati.

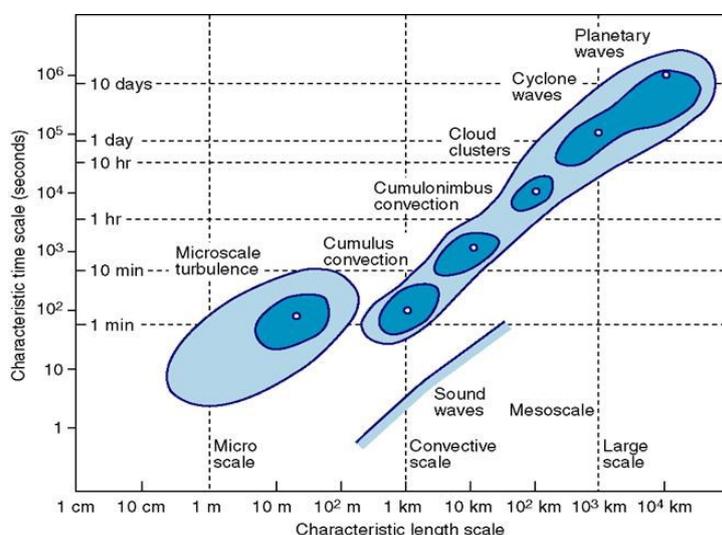


FIG.3 - Grandezze di scala e di tempo nei fenomeni meteorologici

Utilizzo dei dati provenienti dalle Stazioni e da altre fonti ed analisi retrospettiva dei dati

Tutti i dati delle stazioni meteo, della radiosonde, dei satelliti, dei radar meteo, etc..., vedi FIG.5, devono entrare in un database mondiale che consenta a coloro che fanno le previsioni meteo di utilizzarli come condizioni iniziali ed a contorno del dominio di calcolo. E' evidente che non vi è alcuna regolarità spaziale nella disposizione delle fonti di dati, ad esempio in Italia alcune delle stazioni sono quelle riportate in FIG.6, che presentano concentrazioni diverse anche a livello regionale; è per questo che è necessario operare un'operazione di "regridding" o di "rianalisi" andando a produrre una serie di punti equispaziati (quadrati blu di FIG.6) dove estrapolare, o determinare mediante calcolo numerico, le misure fatte dalle diverse stazioni. E' in questo modo che si crea il database globale che può essere utilizzato per produrre le previsioni meteo; tale database viene aggiornato ogni SEI ore, di conseguenza, quattro volte al giorno il meteorologo ha modo di conoscere cosa è "accaduto nel mondo" e lo utilizza per prevedere cosa accadrà successivamente.

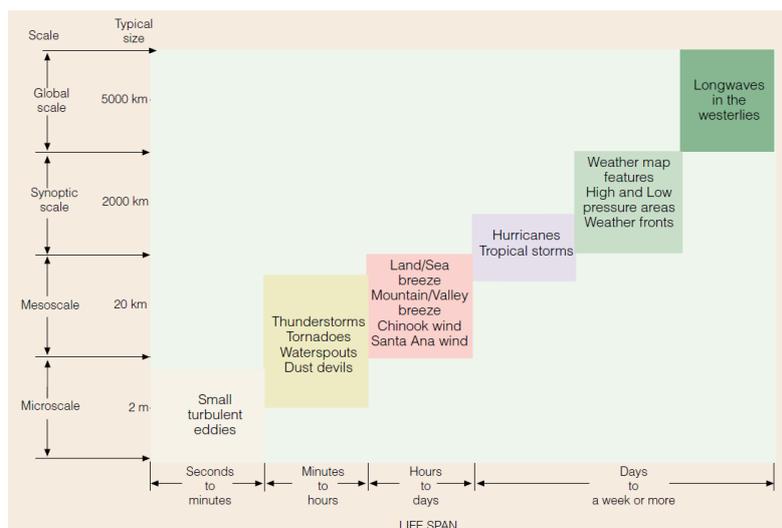


FIG.4 – Tipologia di fenomeni analizzabili in funzione della scala di studio

Il database da noi utilizzato nelle simulazioni di mesoscala per fini eolici è quello prodotto dalle strutture NCAR (National Center for Atmospheric Research) - NCEP (National Centers for Environmental Predictions); tale database presenta dati dal 1948 ad oggi.

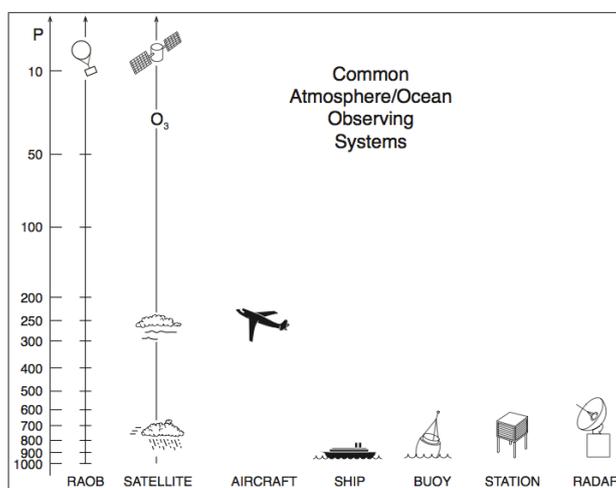


FIG.5 - Tipologie di stazione dati

In meteorologia, la rianalisi, o analisi retrospettiva, definisce il metodo scientifico impiegato per realizzare un archivio globale delle modalità secondo le quali cambiano, nel tempo, i parametri meteorologici. In essa vengono combinati i modelli di simulazione con le osservazioni reali, per generare una valutazione sintetica dello stato dell'atmosfera.

La rianalisi raccoglie tutti i dati misurati dai diversi sistemi di monitoraggio meteorologico (sensori in situ e sensori remoti); questi vengono assimilati ed elaborati da un modello numerico di previsione atmosferica; l'uscita del processo vede la distribuzione dei dati elaborati su di una griglia uniforme, di scala variabile, che fornisce un contenuto informativo per ogni punto del dominio, a prescindere dalla presenza, in quel punto, di una stazione meteorologica o di un sensore che lo attinga.

Al processo di RIANALISI segue un aumento della risoluzione spaziale e/o temporale delle variabili d'interesse rispetto al dataset originario. Questa procedura prende il nome di DOWNSCALING e viene operata dinamicamente, mediante un sistema modellistico ad alta risoluzione che utilizza i dati del dataset di rianalisi originario sia come input che come valori al contorno. L'elaborazione è spesso utilizzata, partendo da dataset globali o continentali, per ottenere informazioni più dettagliate a scala nazionale o regionale. Nel caso oggetto di studio il sistema modellistico utilizzato è MM5 (Mesoscale Model-5) e la risoluzione utilizzata per il downscaling è pari a 300 [m] di passo di griglia.

Il modello numerico di downscaling e la fase di calcolo

L'analisi della risorsa eolica nell'area montana oggetto di studio è stata condotta mediante una versione modificata del codice di previsione meteorologica MM5v3. Lo studio è stato realizzato per il **periodo 2006-2010** (5 anni) sull'area di FIG.7; l'intera area è stata suddivisa in **1 dominio quadrato** contenente 31x31 nodi di calcolo ad un passo di risoluzione spaziale di 300x300 [m] ed una superficie di 81 [kmq]. Le informazioni meteorologiche di velocità e direzione vento, temperatura, umidità relativa, pressione e radiazione solare sono state restituite con un passo temporale di 4 [min].

Il codice MM5v3, utilizzato secondo una procedura di previsione indietro nel tempo (*hindcasting*), sfrutta come condizione al contorno di ingresso i dati meteorologici forniti da NCEP/NCAR (National Centers for Environmental Prediction/National Center for Atmospheric Research) e disponibili, dal 1948 in poi, attraverso la piattaforma del NOAA Earth System Research Laboratory o dello NCEP.

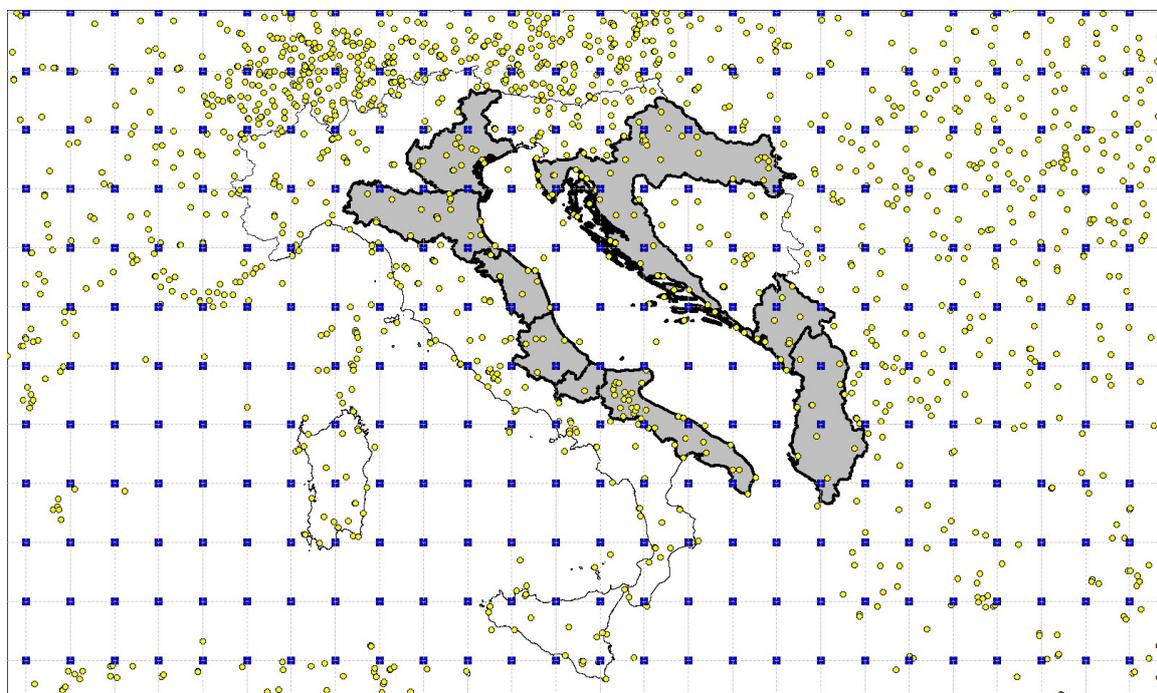


FIG.6 - Stazioni dati meteorologici (pallini gialli) che entrano nel sistema di rianalisi

In particolare, il database selezionato per l'occasione è il ds083.2 della "NCEP - FNL Operational Model Global Tropospheric Analyses"; le informazioni in esso contenute provengono da procedimenti di rianalisi dei dati meteo provenienti dalle stazioni di misura disponibili nelle varie parti del globo. Le informazioni del ds083.2

sono disponibili con un passo spaziale di 1° di latitudine ed 1° di longitudine; mediante l'uso del codice MM5v3 e la soluzione delle equazioni che governano la fisica dell'atmosfera è possibile arrivare alla stima, con una adeguata confidenza, delle risorse di vento disponibili in un'area di alcuni kmq e con un dettaglio di alcune centinaia di metri. La particolare configurazione orografica complessa dell'area che costituisce il gruppo montuoso di Monte Tolagna, Monte Miglioni e Monte Colastrello ha suggerito di spingere il codice di mesoscala verso risoluzioni orografiche con un dettaglio di 300 [m].

Poiché MM5v3 supporta nativamente solo modelli digitali del terreno aventi risoluzione spaziale di $30''$ di grado (circa 1 km alle nostre latitudini), questo lavoro ha fatto uso di una versione modificata del programma, in modo da estenderne l'utilizzo a modelli digitali del terreno di maggiore risoluzione, come quelli rilevati all'interno del progetto SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) che presenta una risoluzione di $3''$ di grado (circa 90 m alle nostre latitudini). Per la rugosità superficiale del terreno ci si è affidati alle informazioni provenienti dal database CORINE Land Cover (Coordination of Information on the Environment).

Dalle simulazioni effettuate sono stati estratti anemometri virtuali in corrispondenza della zona di interesse del parco eolico, alcuni dei quali sono riportati nella FIG.8: MM5_1, MM5_2 ed MM5_3. Il primo è rappresentativo per il gruppo di turbine che va da T7 a T12 (Monte Tolagna), il secondo per il gruppo T4-T6 (Monte Miglioni) e l'ultimo per il gruppo T1-T3 (Monte Colastrello). Il secondo ed il terzo anemometro virtuale sono stati posizionati in prossimità delle stazioni anemometriche della ex Comunità Montana di Camerino per poter, alla bisogna, confrontare i risultati sperimentali con quelli numerici; quest'ultima è anche la ragione per cui la ricostruzione meteorologia di mesoscala è stata condotta per il periodo 2006-2010, periodo nel quale le due stazioni sperimentali CMC1 e CMC2 erano in parte funzionanti.

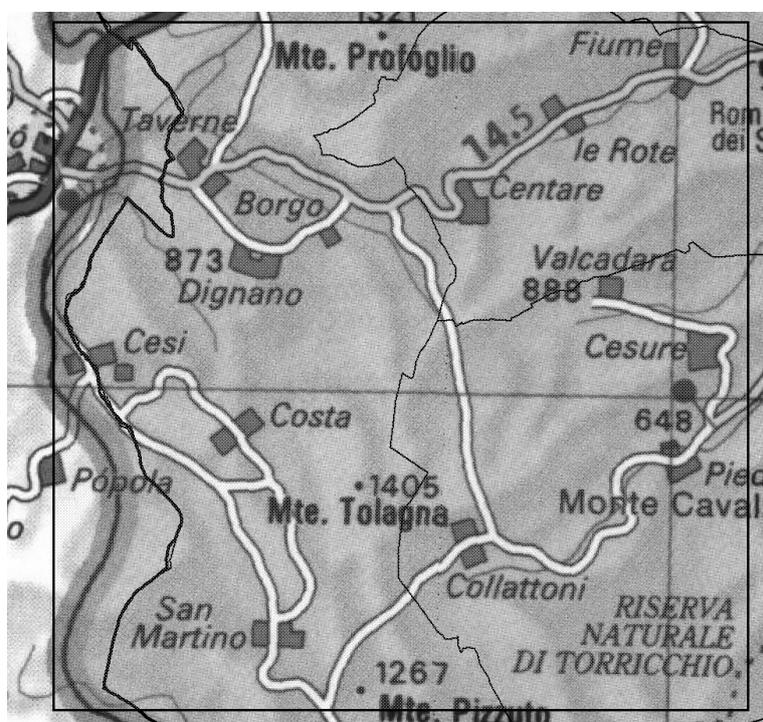


FIG.7 – Area di studio del processo di Downscaling (Quadrato a linea NERA)

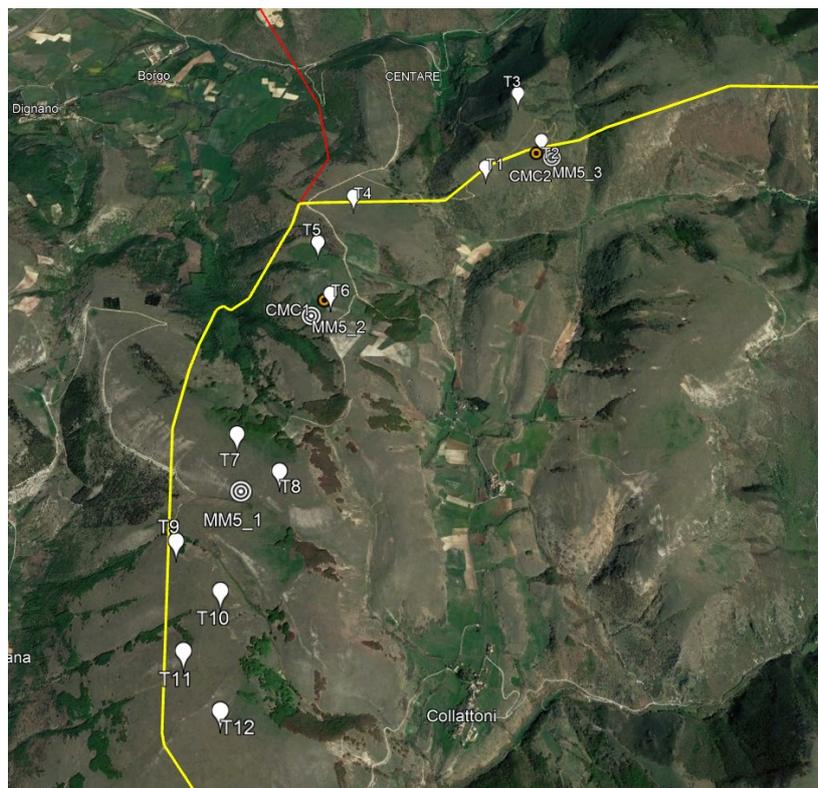


FIG.8 – Posizione dei 3 anemometri virtuali utilizzati per il calcolo della producibilità del parco eolico

Per motivi legati alla velocità di calcolo un dominio non può contenere un numero di nodi maggiore di 31×31 , è così evidente che se il passo spaziale fra un nodo ed il successivo è 300 metri l'area indagata meteorologicamente è di soli $9 \text{ km} \times 9 \text{ km}$, estensione troppo limitata per riuscire ad includere eventi atmosferici che hanno avuto natalità in aree lontane ma che incidono localmente a causa del trasporto di massa e diffusivo. Per tale ragione il modello matematico risolve le equazioni su 5 domini "annidati" l'uno sull'altro ed aventi dimensioni diverse: ognuno presenta un'estensione tripla rispetto al precedente. Il Dominio-5 è il più piccolo: $9 \text{ km} \times 9 \text{ km}$, il Dominio-1 è il più grande $729 \text{ km} \times 729 \text{ km}$, vedi FIG.9. Questo tipo di soluzione matematica, effettuata in parallelo, consente di trasportare le informazioni meteorologiche più lontane all'interno del dominio ad alta definizione spaziale, il Dominio-5 per l'appunto.

I domini di calcolo utilizzati hanno tutti un centro griglia comune ed un medesimo numero di nodi di calcolo (31 lungo x e 31 lungo y). Pur avendo un medesimo numero di nodi, le aree racchiuse dai 5 domini differiscono sostanzialmente; infatti il passo spaziale tra due nodi contigui corrisponde a $\sim 0.3 \text{ km}$ per il dominio 5, a $\sim 0.9 \text{ km}$ per il dominio 4, a $\sim 2.7 \text{ km}$ per il dominio 3, a $\sim 8.1 \text{ km}$ per il dominio 2 e $\sim 24.3 \text{ km}$ per il dominio 1. Per ognuno dei 5 domini è prevista una risoluzione verticale su 27 livelli di pressione, corrispondenti a quote variabili da 7 a 10532 [m] sls.

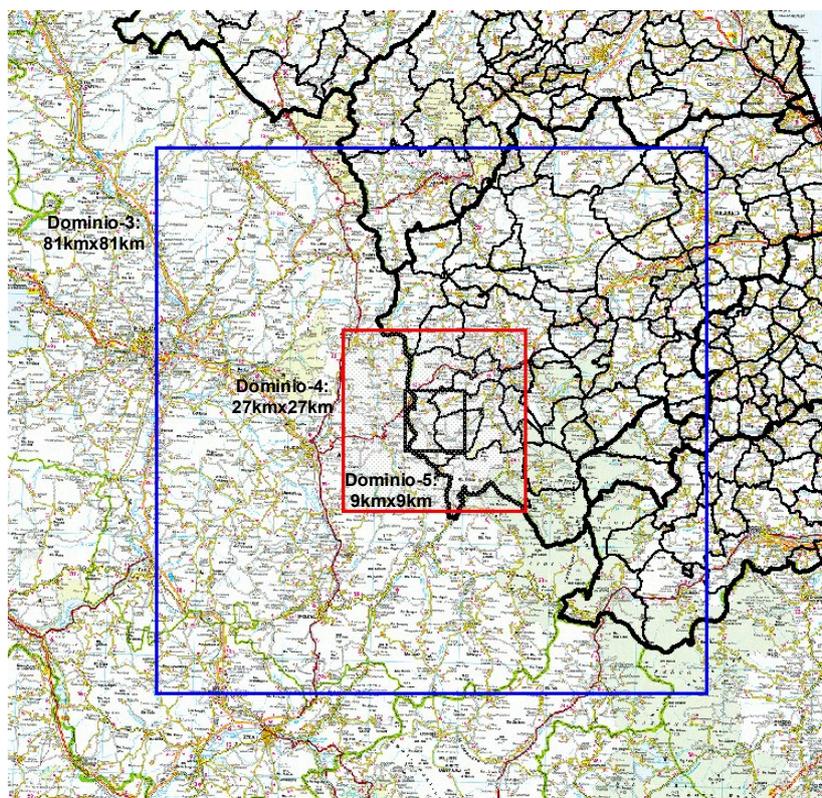


FIG.9a – Posizione dei 3 anemometri virtuali utilizzati per il calcolo della producibilità del parco eolico

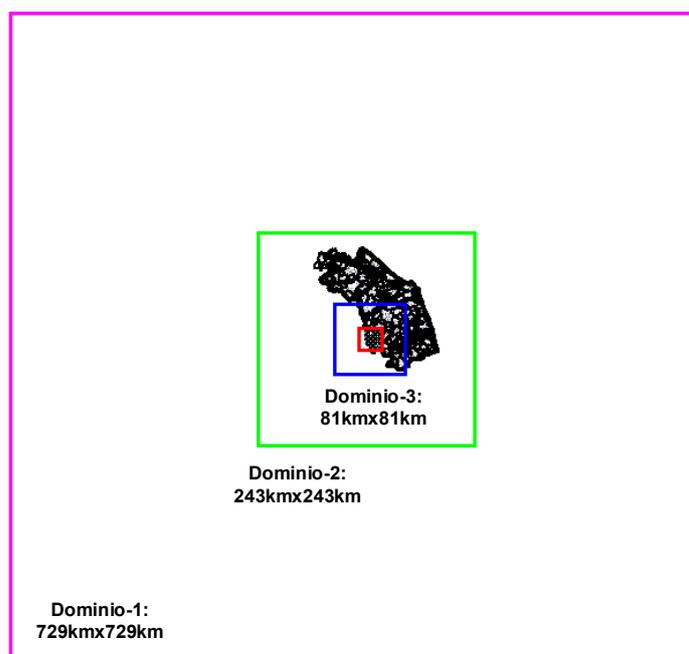


FIG.9b – Posizione dei 3 anemometri virtuali utilizzati per il calcolo della producibilità del parco eolico

Nella tabella seguente, sono riportate le specifiche relative ai 5 domini utilizzati.

Livello Nesting	N° nodi	N° nodi	N° punti (2D)	Dimensione cella km	Estensione kmq	N° livelli di calcolo in Z
5	31	31	961	0.3	81	27
4	31	31	961	0.9	729	27
3	31	31	961	2.7	6561	27
2	31	31	961	8.1	59049	27
1	31	31	961	24.3	531441	27

TAB.2 - Dimensione dei 5 domini utilizzati nel calcolo

Una volta operato il Downscaling si passa alla vera e propria fase di calcolo risolvendo, per via numerica, le equazioni differenziali che governano la fisica dell'atmosfera. Il metodo numerico di risoluzione è basato su un sistema alle differenze finite ed il passo temporale utilizzato è di circa 4 minuti. Poiché le informazioni del database mondiale vengono fornite ogni 6 ore il modello numerico ha la possibilità di verificare la rappresentatività delle sue soluzioni ben 4 volte al giorno, vedi FIG.10.

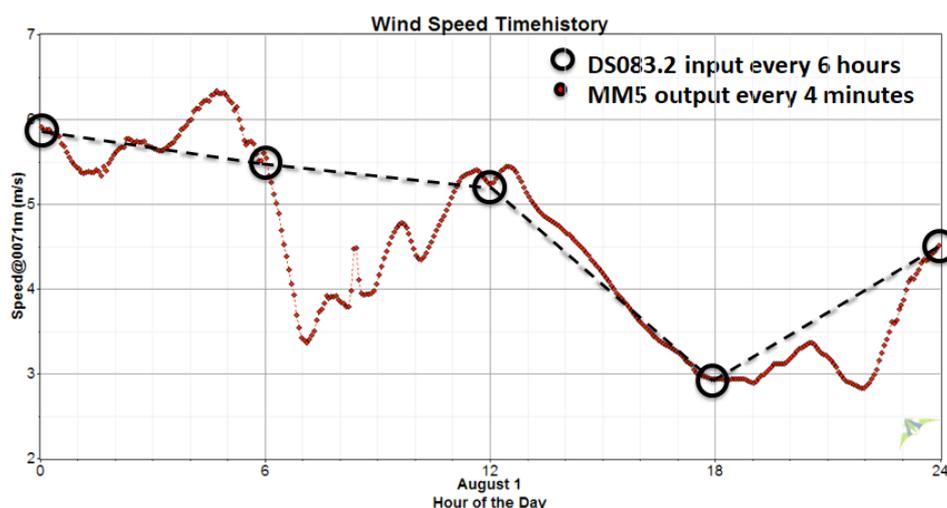


FIG.10 - Strategia di funzionamento temporale del modello di mesoscala MM5 (Mesoscale Model 5)

Risultati del modello numerico di Mesoscala

Come già detto in precedenza sono stati estratti TRE anemometri virtuali dal modello matematico di mesoscala, così da comprendere al meglio l'anemologia presente in corrispondenza delle aree impegnate dalle 12 turbine del progetto.

Le posizioni delle turbine e degli anemometri, virtuali e sperimentali, sono riportate in TAB.3.

ID	X_UTM	Y_UTM	H_m
T01	334193	4764122	1200
T02	334576	4764319	1214
T03	334439	4764746	1198
T04	333311	4763918	1179
T05	333084	4763569	1172
T06	333181	4763148	1219
T07	332687	4762109	1396
T08	332941	4761872	1397
T09	332378	4761485	1355
T10	332641	4761196	1348
T11	332469	4760867	1362
T12	332681	4760553	1343
MM5_1	332721	4761846	1394
MM5_2	333062	4763078	1218
MM5_3	334647	4764280	1205
CMC1	333144	4763200	1215
CMC2	334548	4764325	1220

TAB_3 - Posizione Turbine ed anemometri (Carta 33T UTM WGS84)

Analisi della stazione anemometrica virtuale MM5_1

La stazione MM5_1 è quella più elevata, i risultati sono stati estratti a 71 metri dal suolo, molto prossimi ai 92 metri del mozzo delle turbine che verranno installate nel sito. In FIG.11A è riportata la rosa dei venti calcolata per i 5 anni di simulazione, le direzioni principali sono quelle tipiche dei venti di Libeccio e di Grecale, appaiono anche delle componenti di Maestrale, di Ponente e di Scirocco ma sono a basso contenuto energetico; a tal proposito la FIG.11B definisce ulteriormente le caratteristiche direzionali del sito in quanto riporta la rosa delle energie. Le componenti di Libeccio e di Grecale sono le uniche che concorrono a generare produzione di energia da fonte eolica.

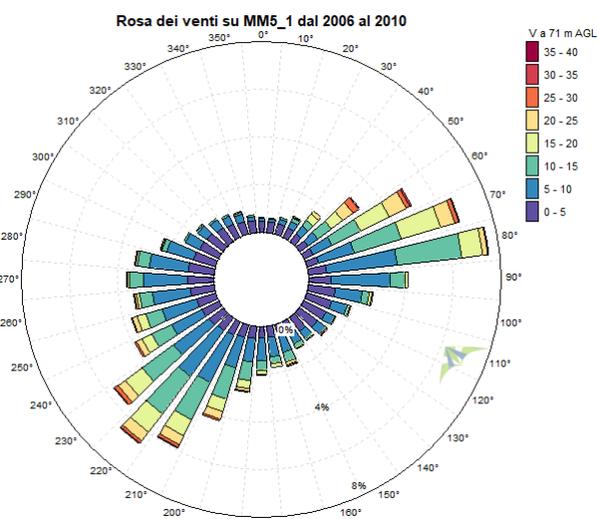


FIG.11A – Rosa dei venti su MM5_1 (Monte Tolagna)

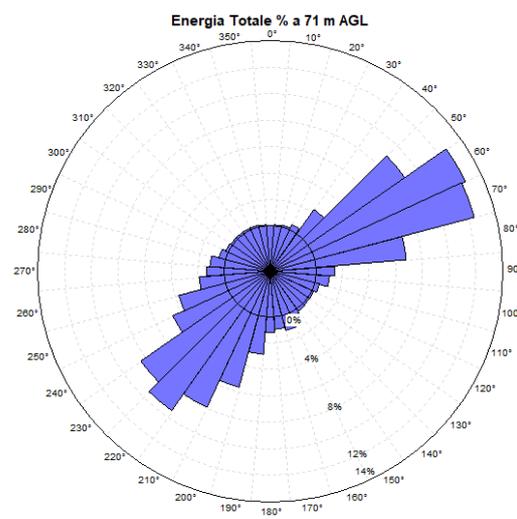


FIG.11B – Rosa delle energie su MM5_1

Un'analisi quantitativa della ventosità è desumibile dal valore di velocità medio annuo e dalla distribuzione di Weibull della frequenza delle classi di velocità, riportati in FIG.12; come già detto in precedenza i valori sono stati estratti a 71 m dal suolo e danno una lettura di un sito di ottima ventosità media annua con maggiori prestazioni durante il periodo pomeridiano e notturno. Dall'analisi del profilo verticale di velocità si comprende come lo stesso sia lontano da un profilo uniforme; nell'area spazzata dal rotore della turbina, variabile da 20 a circa 135 metri dal suolo, la velocità cresce da 8.3 a 9.6 [m/s], sicuramente bisogna tener conto di tale effetto negativo inserendolo fra le perdite di efficienza dell'impianto.

Anno	Vm (71m) (m/s)	Vmax (71m) (m/s)	Weibull k	Weibull A (m/s)
2006	9.6	34.0	1.631	10.719
2007	9.3	33.7	1.627	10.405
2008	9.4	38.5	1.553	10.407
2009	9.6	39.6	1.649	10.745
2010	9.2	35.0	1.651	10.241

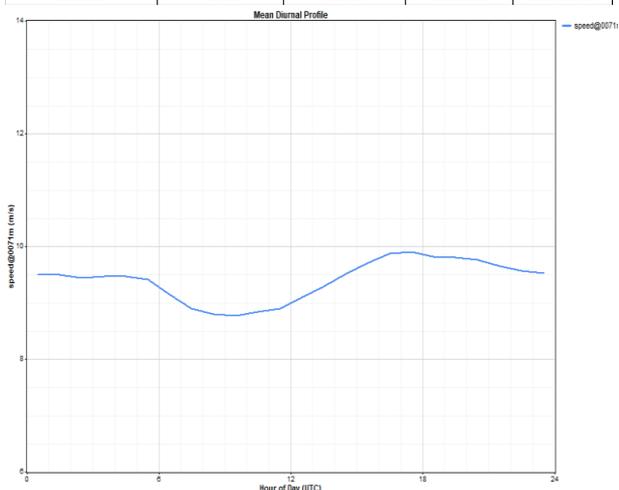


FIG.12 - Velocità medie annuali e profilo medio giornaliero

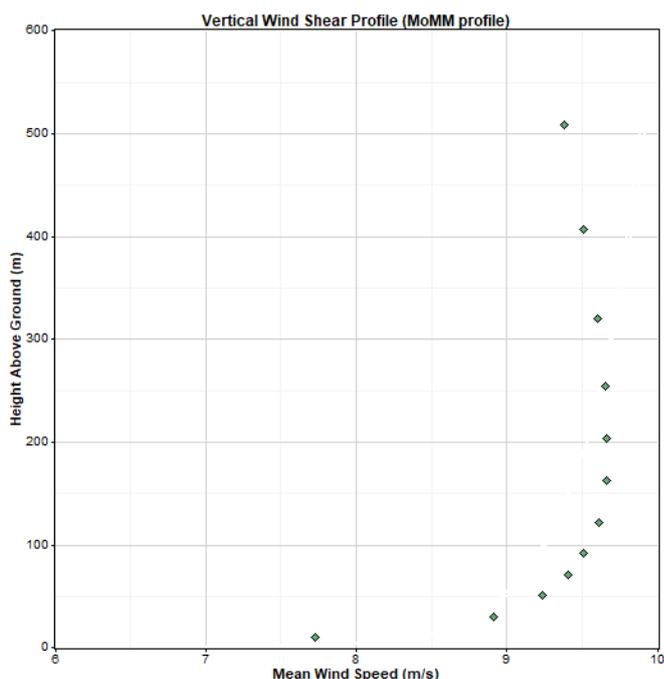


FIG.13 – Profilo di velocità media verticale

Molto interessante è l'analisi del "giorno medio mensile" delle grandezze: velocità, direzione del vento e temperatura dell'aria. A tal proposito le FIGG.14 e 15 mostrano l'andamento medio giornaliero nel corso dell'anno e si apprezza un'ottima ventosità giornaliera da Novembre fino a Marzo, per poi ridursi progressivamente fino ad arrivare al valore minimo di Agosto; i mesi di Settembre ed Ottobre sono di transizione alla piena ripresa dell'attività eolica del sito. I grafici di FIG.15 mostrano una doppia ordinata: quella a sinistra è la direzione e quella a destra è la temperatura dell'aria espressa in [K], (si ricorda che 273.15 [K] corrispondono a 0 [°C]). Durante i mesi invernali lo "zero termico" viene raggiunto frequentemente e, pertanto, è plausibile pensare che si possa avere formazione di ghiaccio sulle pale durante tali mesi; anche di questo bisognerà tenere conto nel calcolo dell'efficienza produttiva del parco eolico.

Analisi della stazione anemometrica virtuale MM5_2

Questa stazione virtuale è posta nelle immediate vicinanze della torre di misura CMC1, torre tralicciata da 45 metri di altezza, di proprietà della ex Comunità Montana di Camerino. Siamo in un contesto diverso rispetto al precedente in quanto siamo nell'area di Col di Mezzo, ad Ovest del Monte Miglioni, in un territorio con orografia maggiormente articolata rispetto alla precedente e posto a quote inferiori, vedi FIG.16.

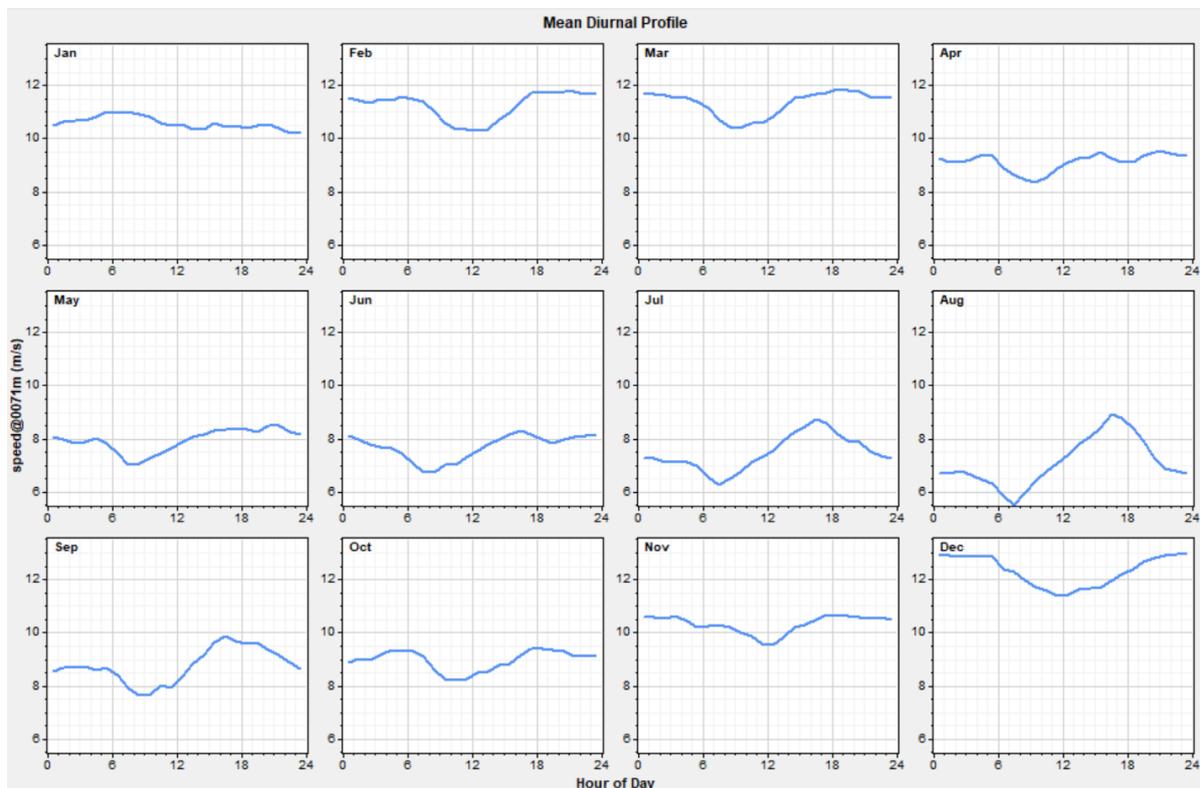


FIG.14 – Giorno medio mensile su MM5_1 a 71m AGL (Velocità del vento)

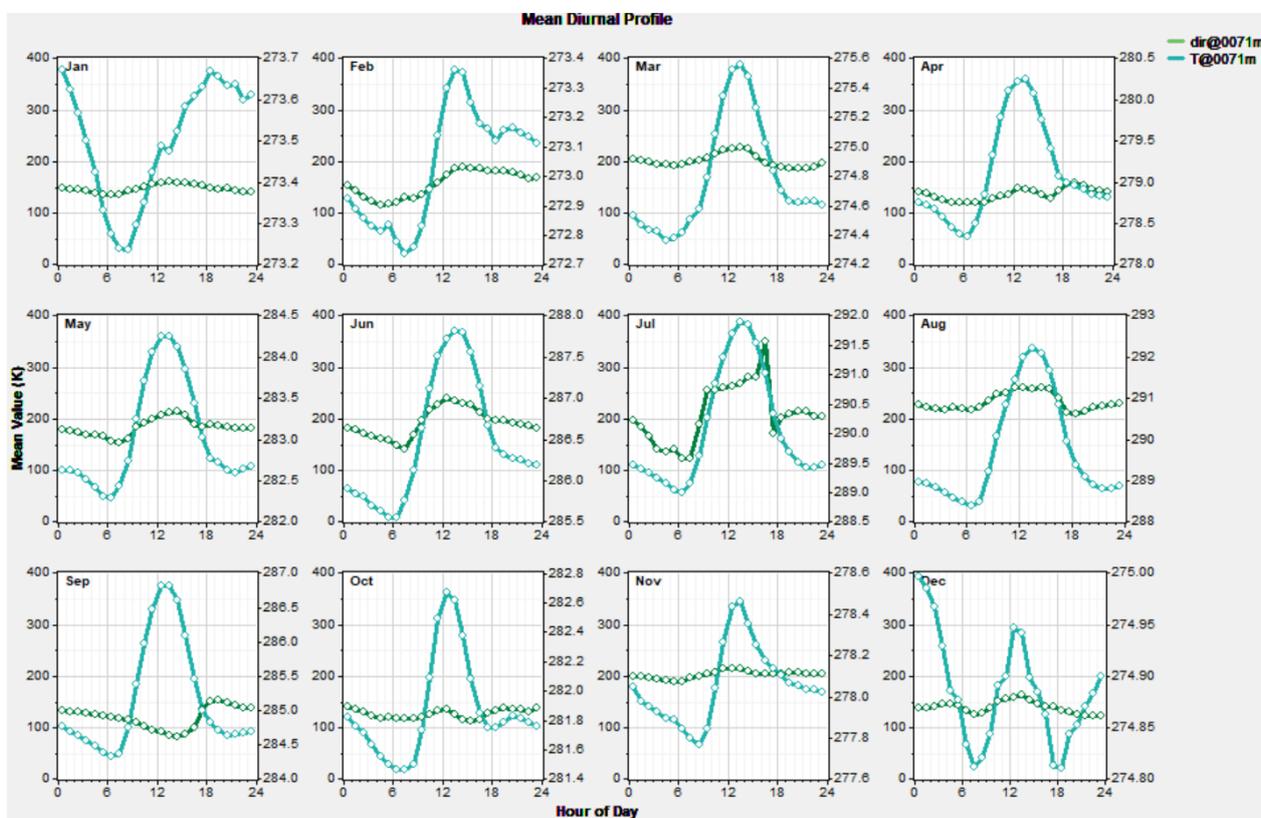


FIG.15 – Giorno medio mensile su MM5_1 a 71m AGL (Temperatura aria [K] e direzione vento)

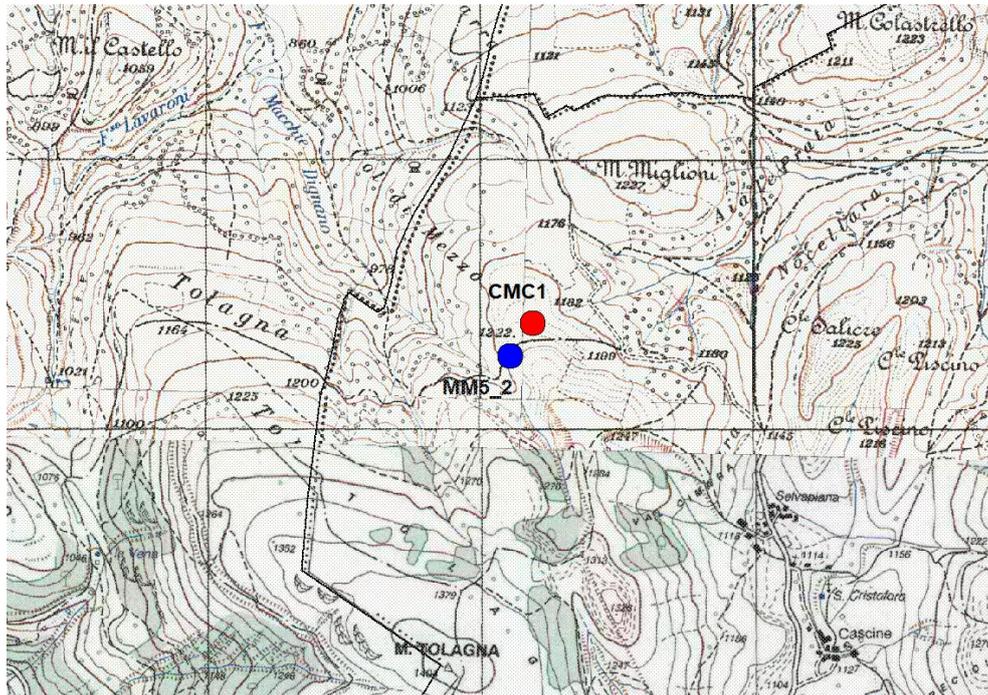


FIG.16 – Posizione stazioni di misura virtuali e sperimentali su Col di Mezzo

La stazione virtuale MM5_2 viene utilizzata per l'analisi del vento sulle turbine T4, T5 e T6 poste rispettivamente a 900, 500 e 150 metri dalla posizione di MM5_2. Dall'analisi della rosa dei venti si vede come la provenienza orientale risulti ruotata in senso orario rispetto a quella di MM5_1 mentre le componenti sud occidentali, benché a rosa più aperta, presentano un contenuto energetico simile a quello di MM5_1. In generale la ventosità è inferiore rispetto a MM5_1 ma ciò è comprensibile vista la minore altitudine del sito; nella Tabella riportata in FIG.18 si comprende come la velocità media annua sia di oltre il 20% inferiore a quella calcolata su MM5_1.

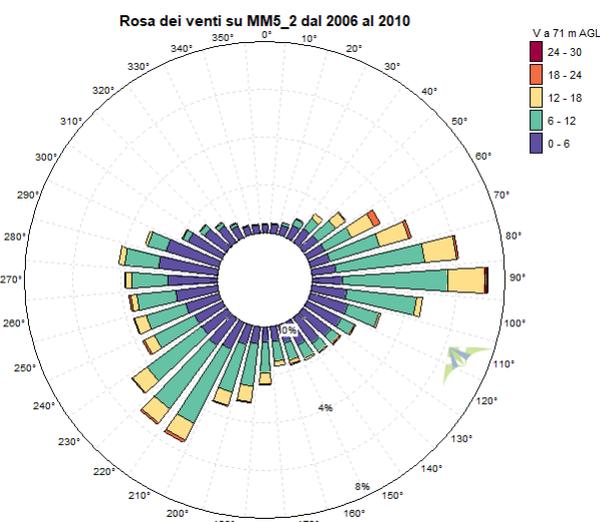


FIG.17A – Rosa dei venti su MM5_2 (Monte Miglioni)

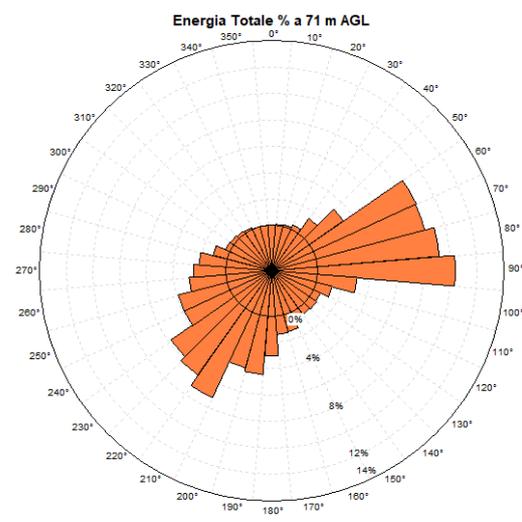


FIG.17B – Rosa delle energie su MM5_2

Anno	Vm (71m) (m/s)	Vmax (71m) (m/s)	Weibull k	Weibull A (m/s)
2006	7.7	25.0	1.901	8.725
2007	7.4	23.9	1.883	8.390
2008	7.3	26.7	1.805	8.197
2009	7.6	26.8	1.940	8.530
2010	7.3	23.9	1.923	8.221

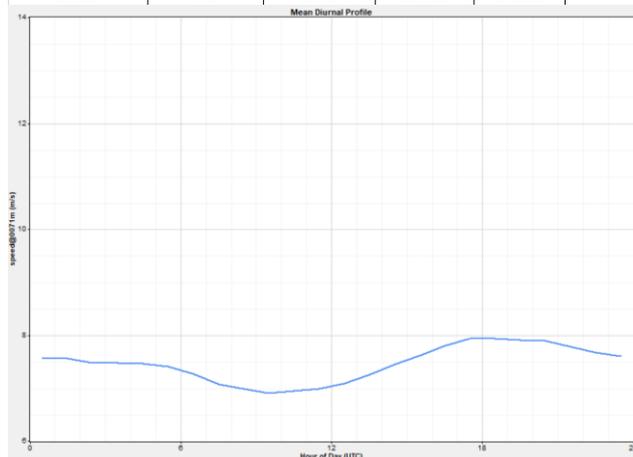


FIG.18 - Velocità medie annuali e profilo medio giornaliero

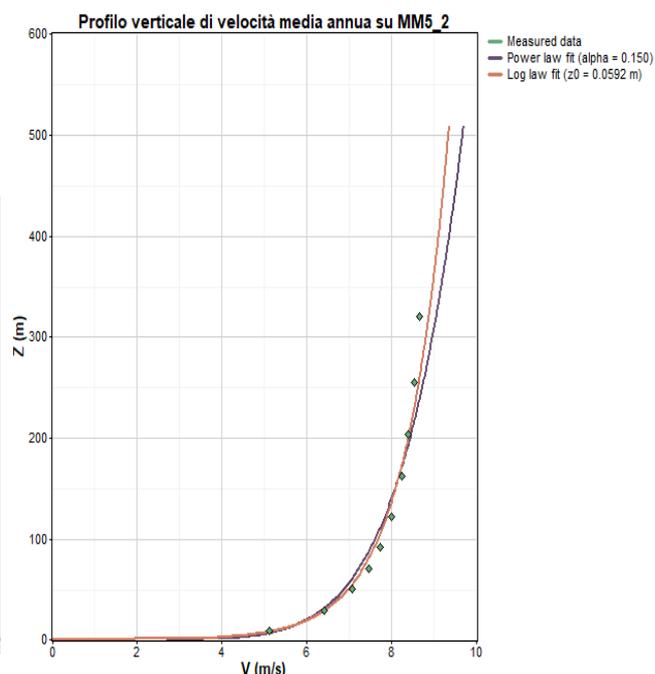


FIG.19 – Profilo di velocità media verticale

Il profilo di velocità su MM5_2 risulta maggiormente variabile rispetto ad MM5_1, presentando una variazione di velocità da 5.7 ad 8.1 [m/s] nell'area spazzata dal rotore della turbina eolica. Se ne dovrà tenere conto nel calcolo dell'efficienza di produzione della turbina stessa.

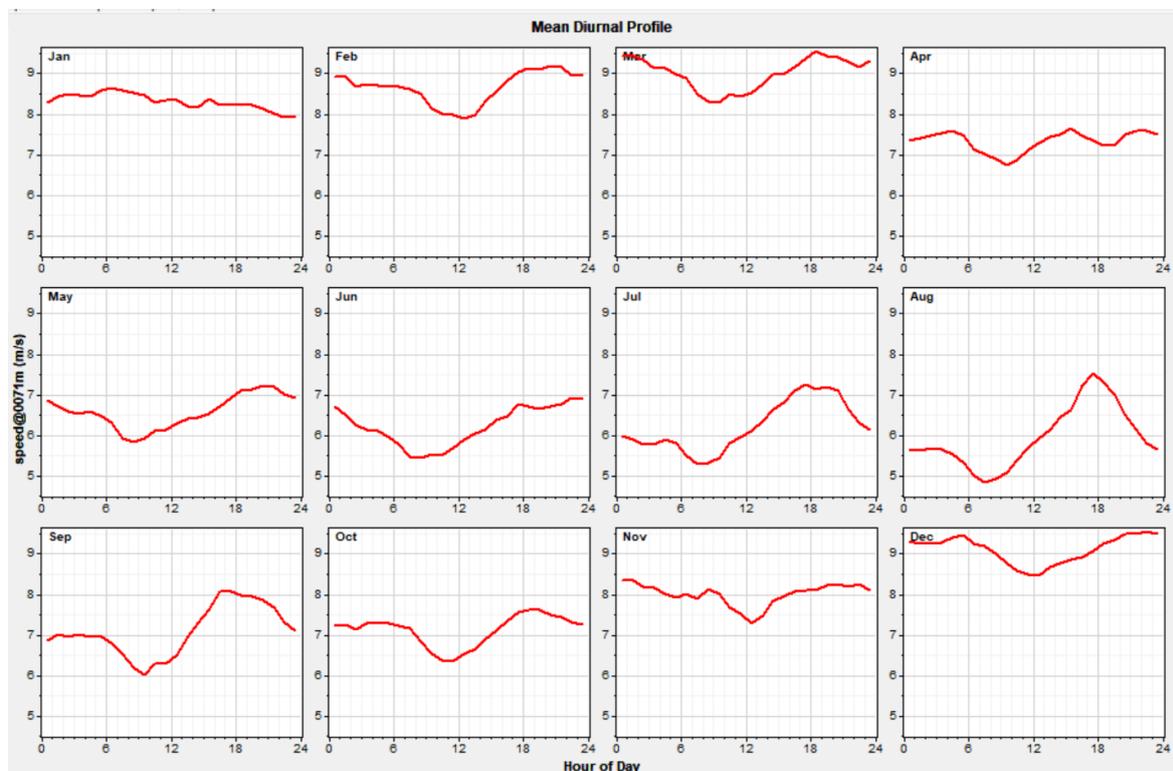


FIG.20 – Giorno medio mensile su MM5_2 a 71m AGL (Velocità del vento)

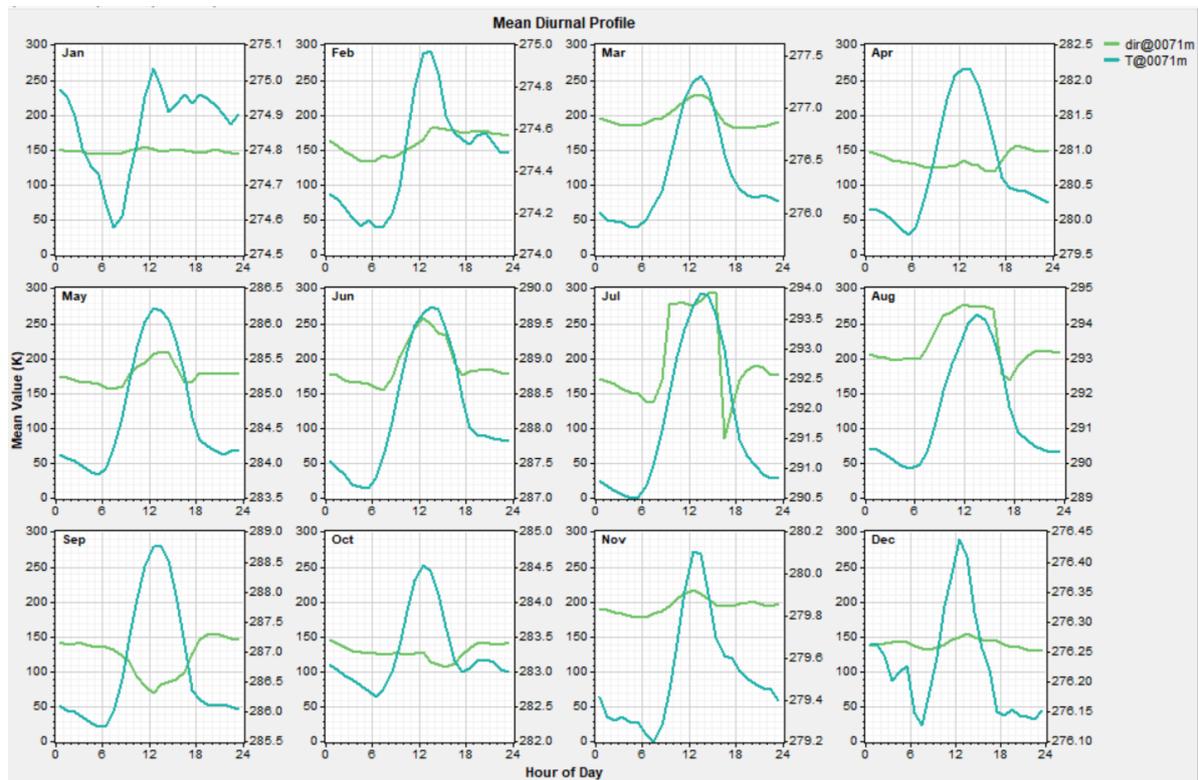


FIG.21 – Giorno medio mensile su MM5_2 a 71m AGL (Temperatura aria [K] e direzione vento)

Dai profili di velocità, direzione e temperatura, FIGG.20 e 21 emerge una temperatura media invernale di circa 1 grado superiore rispetto ad MM5_1 per il resto gli andamenti generali ricalcano quelli già mostrati dalla stazione MM5_1.

Analisi della stazione anemometrica virtuale MM5_3

Questa stazione virtuale è posta nelle immediate vicinanze della torre di misura CMC2, torre tralicciata da 45 metri di altezza, di proprietà della ex Comunità Montana di Camerino, vedi FIG.22. I dati di MM5_3 vengono ritenuti rilevanti solo per le turbine T1, T2 e T3 che distano 480, 520 ed 80 metri dal punto della stazione virtuale. Il pianoro su cui sono inserite le 3 turbine è quello del Monte Colastrello; il pianoro ha un'estensione limitata ed è contornato da aree di marcata acclività. Ciò richiede uno studio attento sia nel posizionamento delle macchine che nel calcolo della risorsa anemologica locale. Nelle FIGG.23 è ben visibile come sul Monte Colastrello il contributo energetico da Grecale sia più contenuto rispetto agli altri punti analizzati, ciò è dovuto al Monte di Giulo, posto a NE, che scherma l'area dai venti nord-orientali.

La velocità media annua è superiore a quella registrata nell'area di Col di Mezzo, vedi FIG.24, mentre il gradiente di velocità media annua sul piano rotorico varia da 6.4 a 8.2 [m/s], inferiore a quello di MM5_2 e molto prossimo a quello di MM5_1.

Gli andamenti di velocità, direzione e temperatura sono molto vicini a quelli di MM5_2.

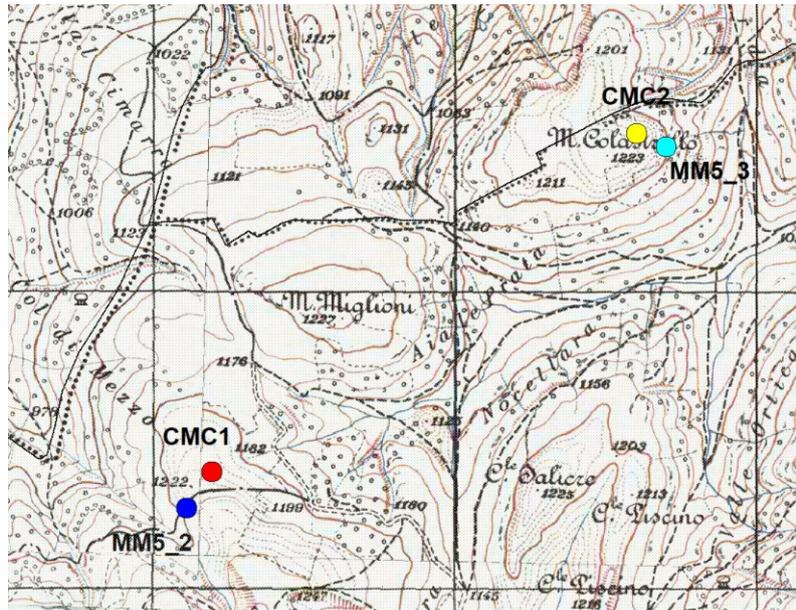


FIG.22 – Posizione della stazione virtuale MM5_3

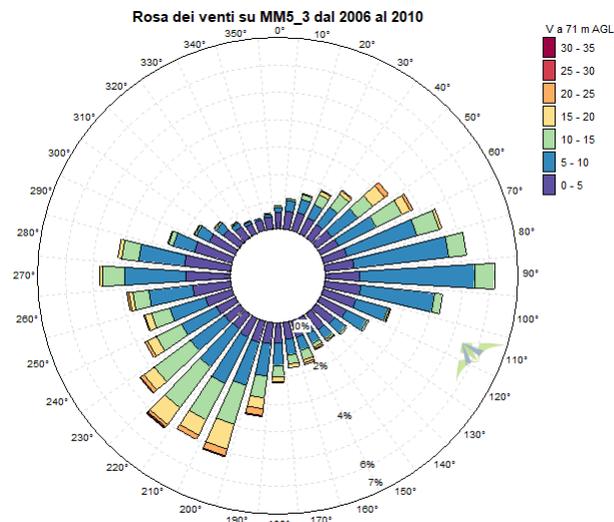


FIG.23A – Rosa dei venti su MM5_3 (Monte Colastrello)

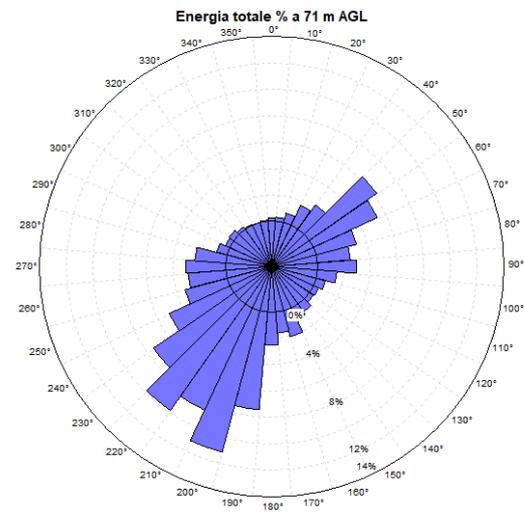


FIG.23B – Rosa delle energie su MM5_3

Anno	Vm (71m) (m/s)	Vmax (71m) (m/s)	Weibull k	Weibull A (m/s)
2006	7.8	27.1	1.748	8.745
2007	7.6	24.7	1.766	8.549
2008	7.8	28.6	1.626	8.704
2009	7.9	31.8	1.724	8.807
2010	7.7	31.5	1.664	8.639

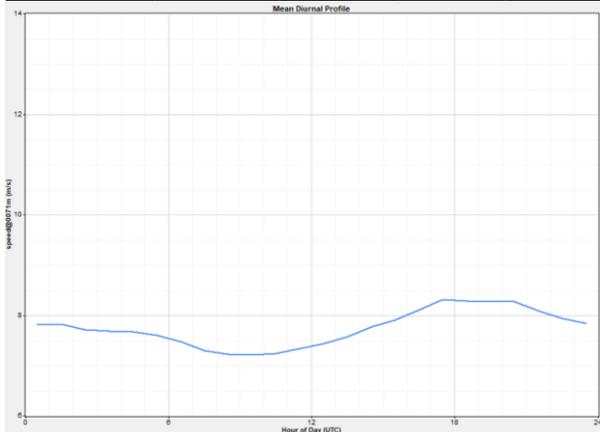


FIG.24 - Velocità medie annuali e profilo medio giornaliero

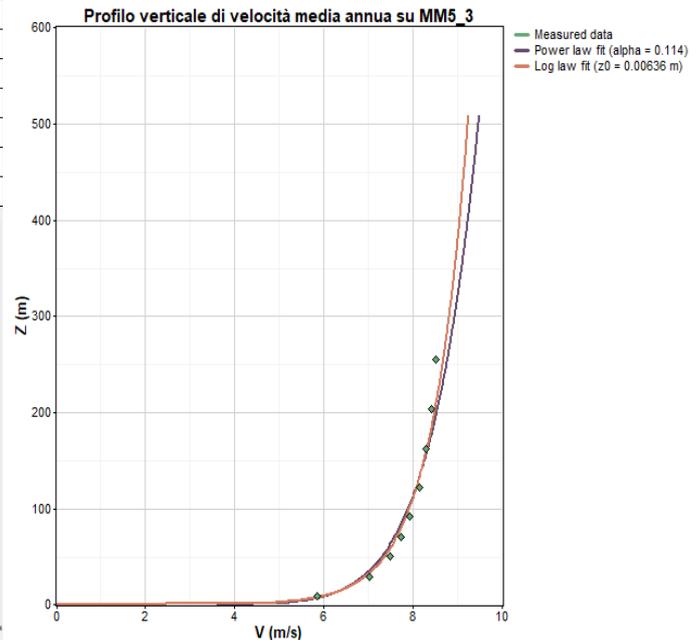


FIG. 25– Profilo di velocità media verticale

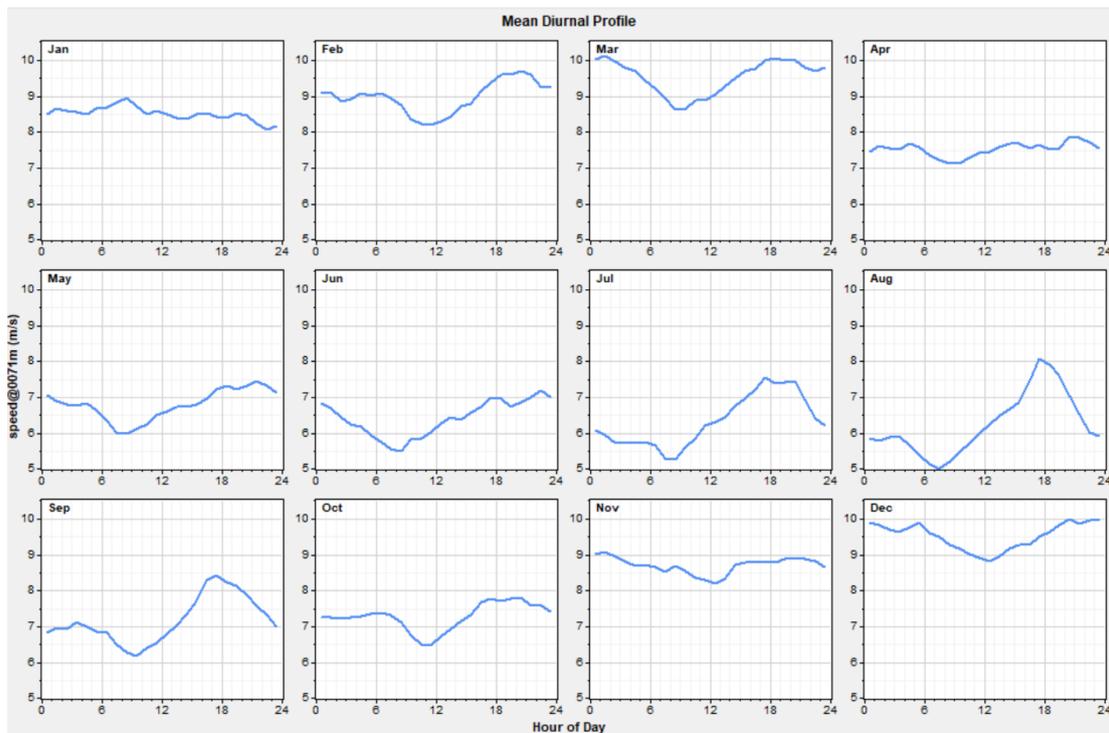


FIG.26 – Giorno medio mensile su MM5_3 a 71m AGL (Velocità del vento)

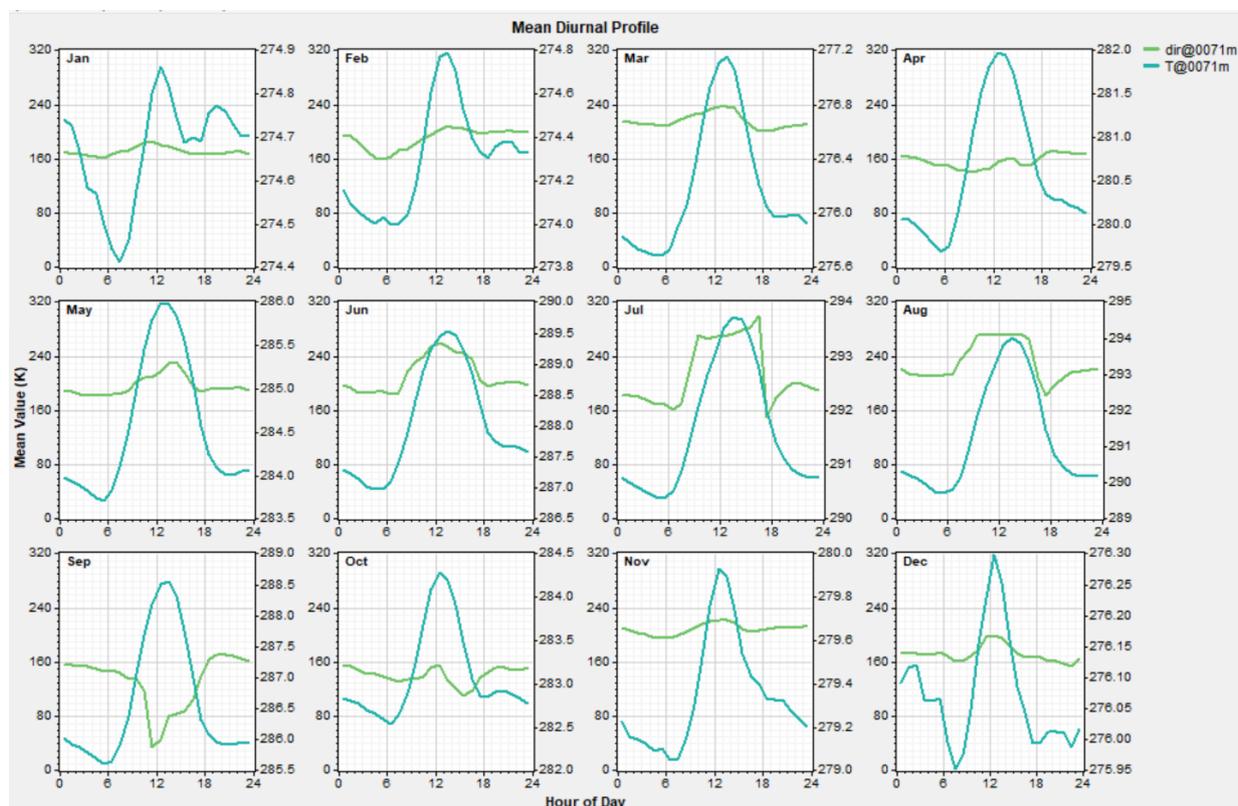


FIG.27 – Giorno medio mensile su MM5_3 a 71m AGL (Temperatura aria [K] e direzione vento)

Risultati del modello numerico di Microscala

Come già ampiamente spiegato in precedenza le stazioni anemometriche virtuali sono state ottenute mediante un modello matematico di mesoscala che ha ricostruito 5 anni meteorologici con una risoluzione spaziale di 300 [m] ed un passo temporale di 4 minuti.

Per consentire il calcolo della produzione di energia di un parco eolico mancano ancora dei passaggi fondamentali, il primo dei quali consiste nel dare una maggior ruolo all'orografia locale e comprendere come la stessa possa modificare le informazioni delle tre stazioni anemometriche virtuali mano a mano che ci avviciniamo alla posizione delle turbine. Per far questo è stato utilizzato un codice di calcolo CFD denominato PHOENICS ed integrato nella interfaccia utente di Windsim.

Il codice CFD tratta il problema come se l'area di studio venisse inserita in una galleria del vento virtuale e dalla risoluzione delle equazioni che regolano la Conservazione del Flusso di Massa e del Flusso di Quantità di moto si giunge, mediante l'applicazione di modelli di turbolenza appositi, alla determinazione delle velocità in ogni punto dell'area di studio, riuscendo così a valutare gli effetti di accelerazione e decelerazione orografica presenti. Nello specifico è stata utilizzata una forma di discretizzazione analitica basata sul modello RANS (Reynolds Averaged Navier Stokes) delle equazioni di Navier-Stokes, discretizzate con uno schema ai volumi finiti di tipo SIMPLE ed utilizzando due modelli di turbolenza diversi: il k-epsilon ed il k-omega.

Chiaramente il modello ipotizza una determinata velocità in ingresso della galleria del vento virtuale ma non sa se è quella che è veramente presente nel sito di studio.

Tutte le simulazioni vengono effettuate ipotizzando di ruotare il modello in 12 direzioni angolari diverse, così da simulare un vento proveniente da più direzioni. L'insieme dei risultati ottenuti non può essere utilizzato per conoscere la ventosità del sito perché la velocità di ingresso in galleria del vento è totalmente ipotetica; ecco che entrano in gioco gli anemometri di mesoscala che consentono di scalare i risultati del modello di

microscala e di aggiungere il numero di occorrenze per cui una determinata ventosità giunge da una direzione piuttosto che da un'altra.

L'orografia dell'area di studio è stata estratta da un modello digitale del terreno avente risoluzione 20mx20m mentre la rugosità del terreno è stata ottenuta mediante le mappe di CORINE Land Europe 2006 con 100mx100m di risoluzione.

Per valutare il campo di vento nelle diverse direzioni si è optato per uno studio a 12 settori angolari, ognuno da 30 gradi di ampiezza e l'area geografica presa in considerazione è stata di 27kmx27km.

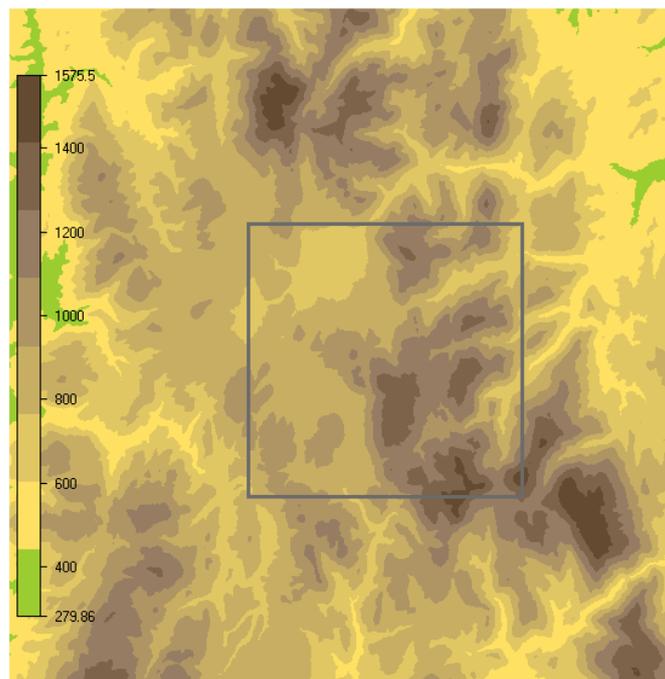


FIG.28 – I due domini utilizzati nel calcolo CFD

Le simulazioni numeriche hanno dapprima interessato la griglia da 27 km x 27 km, dove si è operato con un passo spaziale di 140mx140m e, successivamente, i risultati di tale simulazione sono stati utilizzati come condizione a contorno di un'altra simulazione a griglia più stretta, 40mx40m, condotta in un'area di estensione 11kmx11km; in FIG.28 è riportata un'immagine dei due domini utilizzati. In FIG.29 sono riportate le posizioni delle turbine all'interno del dominio più piccolo.

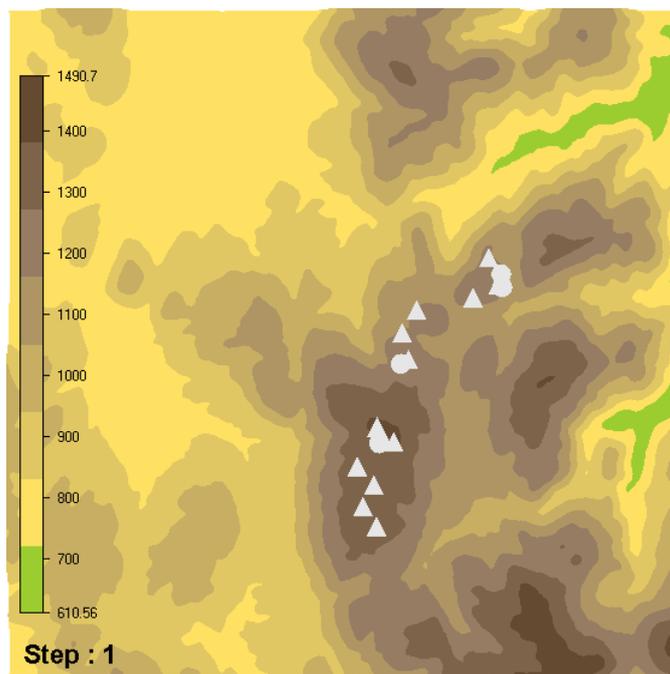


FIG.29 – Posizione delle turbine nel dominio più interno

Modello di turbina selezionato

Per la valutazione di produzione del parco eolico è stata scelta una turbina ENERCON E115 EP3 E4 4.26 [MW] con altezza al mozzo di 92 [m] e diametro di 115 [m]; la turbina è stata progettata per operare in classe IA secondo la classificazione della IEC61400-1 ed.4, vedi TAB.4.

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Values specified by the designer
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			
<p>The parameter values apply at hub height and</p> <p>V_{ave} is the annual average wind speed;</p> <p>V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min;</p> <p>$V_{ref,T}$ is the reference wind speed average over 10 min applicable for areas subject to tropical cyclones;</p> <p>A+ designates the category for very high turbulence characteristics;</p> <p>A designates the category for higher turbulence characteristics;</p> <p>B designates the category for medium turbulence characteristics;</p> <p>C designates the category for lower turbulence characteristics; and</p> <p>I_{ref} is a reference value of the turbulence intensity (see 6.3.2.3).</p>					

TAB.4 – Classificazione IEC da norma 61400-1 ed.4

La curva di potenza della turbina è riportata in FIG.30 per due diversi valori di densità dell'aria: la densità standard di 1.225 [kg/mc] ed una vicina a quella del sito di studio (1.075 [kg/mc]).

La turbina presenta le seguenti caratteristiche generali:

General	
Manufacturer	ENERCON GmbH Dreerkamp 5 28605 Aurich Germany
Type designation	E-115 EP3 E4
Nominal power	4260 kW
Design service life	25 years
Rotor diameter	115.71 m
IEC wind class (ed. 4) ¹	IA (HH 77 m) and SA (HH 92 m)
Extreme wind speed at hub height (10-minute mean) according to IEC (ed. 4) ¹	50.00 m/s (HH 77 m) or 47.50 m/s (HH 92 m) corresponding to a load equivalent of approx. 70.00 m/s (HH 77 m) or approx. 66.50 m/s (HH 92 m) (3-second gust)
Annual average wind speed at hub height according to IEC (ed. 4)	10.00 m/s

Rotor with pitch unit	
Type	Upwind rotor with active pitch unit
Rotational direction	Clockwise
Number of rotor blades	3
Rotor blade length	56.51 m
Swept area	10516 m ²
Rotor blade material	GRP (glass fibre + epoxy resin)/balsa wood/foam
Lower power-feed speed	4.4 rpm
Nominal speed	13.2 rpm
Speed setpoint	13.2 rpm
Power reduction wind speed (with ENERCON storm control)	25 m/s (12-second mean) - 34 m/s (10-minute mean)
Conical angle	2.5°
Rotor axis angle	7°
Pitch unit	One independent electrical pitch unit per rotor blade with dedicated emergency power supply

TAB.5 – Caratteristiche generali della turbina Enercon E115 EP3 E4

ed è dotata di un generatore sincrono a giri variabili ad eccitazione esterna; l'albero principale è privo di moltiplicatore di giri ed il convertitore è di tipo Full Converter, per consentire una frequenza di 50 [Hz] in uscita, a qualunque numero di giri della macchina. La torre di sostegno è in acciaio e si assembla dalla sovrapposizione di 3 sezioni coniche, l'altezza della torre è di 72.17 [m], ed arriva a 76.91 [m] da terra quando installata sulla fondazione. La massa complessiva della torre, una volta installata è di 220 tonnellate.

Ogni pala ha una lunghezza di 56.51 [m] ed una massa di circa 16.65 tonnellate; una volta installata sulla flangia del rotore il raggio della pala dal mozzo diventa di 58.014 [m]; a circa il 69% del raggio è possibile installare sulla pala un dispositivo statico per la riduzione del rumore emesso dalla stessa. Tale dispositivo è denominato T.E.S. Trailing Edge Serrations e consiste in un nastro dentellato posizionato sul bordo di uscita della pala.

La navicella presenta una massa di 232 tonnellate ed è lunga circa 20 [m]; l'altezza della navicella è di soli 9.23 [m]. Il sistema di regolazione della potenza è basato su un algoritmo a Storm Control dove la turbina viene lasciata operare anche oltre quella che normalmente è la velocità di Cut-Out, ossia 25 [m/s]. In questo modo la turbina può operare, a potenza progressivamente inferiore, fino a 34 [m/s].

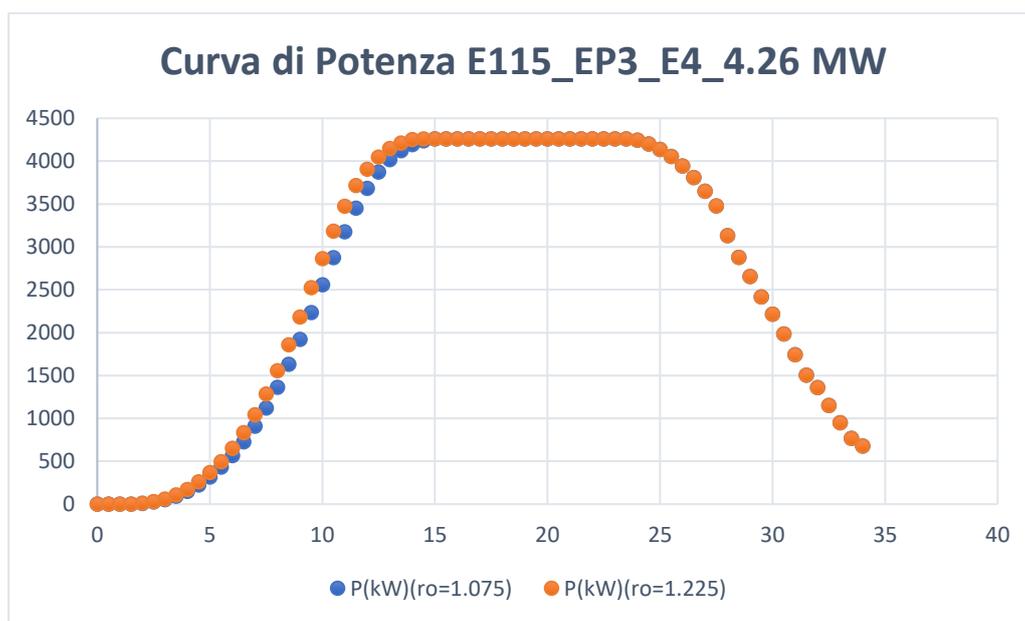


Fig.30 – Curva di potenza della turbina Enercon E115_EP3_E4_4260kW

La simulazione della produzione è stata condotta imponendo un valore di densità dell'aria di 1.077 [kg/m³] e la FIG.31 riporta la distribuzione della velocità, ad altezza mozzo, nell'area di studio.

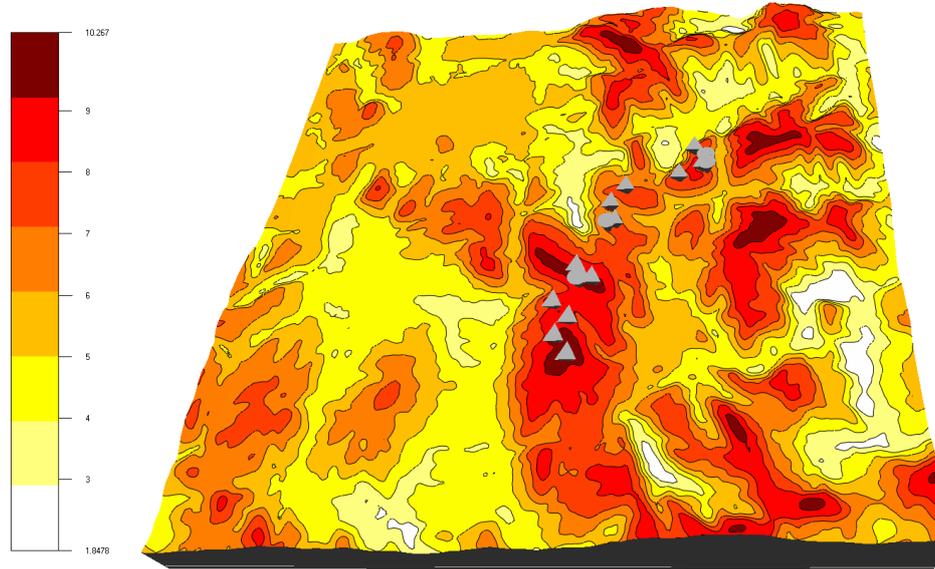


FIG.31– Campo di vento a 92 m dal suolo

Il calcolo di microscala è stato condotto con tutti e tre gli anemometri virtuali discussi in precedenza, ma nella TAB.6 i risultati di produzione sono stati ottenuti assegnando alle turbine da T01 a T03 i valori provenienti da MM5_3, alle turbine da T04 a T06 quelli di MM5_2 ed alle turbine rimanenti quelli di MM5_1.

								Valore Lordo		Valore al netto della Scia		
name	X_UTM	Y_UTM	H(m SLM)	turbine type	Power (kW)	hub height (m)	Air density (kg/mc)	Hub wind speed (m/s)	energy (MWh/y)	Hub wind speed (m/s)	energy (MWh/y)	Perdite di scia (%)
T01	334193	4764122	1200	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
T02	334576	4764319	1214	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T03	334439	4764746	1198	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T04	333311	4763918	1179	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T05	333084	4763569	1172	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T06	333181	4763148	1219	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T07	332687	4762109	1396	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T08	332941	4761872	1397	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T09	332378	4761485	1355	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T10	332641	4761196	1348	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T11	332469	4760867	1362	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
T12	332681	4760553	1343	ENERCON E115 EP3 E4	4260	92	1.077					
TOTALE					51120							
Ore equivalenti												

TAB.6 – Produzione Lorda ed al netto di scia del parco eolico

Il parco eolico presenta una buona produzione anche al netto delle perdite di scia, che risultano un po' alte sulla T01 e sulla T04.



Calcolo delle perdite di impianto e dell'incertezza di produzione

Le perdite di produzione associate ad un parco eolico hanno origini diverse:

- A. La prima perdita di produzione è associata ai fenomeni di interferenza aerodinamica fra le turbine, comunemente chiamata "Perdita di Scia", essa dipende dal tipo di turbina e dal range di funzionamento della stessa nel sito di installazione. Può essere controllata principalmente intervenendo sul layout dell'impianto;
- B. La seconda perdita che deve essere presa in considerazione è quella relativa all'efficienza elettrica della rete di trasmissione dell'energia, la cui determinazione passa per il calcolo delle perdite elettriche associate all'impianto;
- C. Altra perdita è associabile alla disponibilità della turbina nel corso dell'anno; è evidente che tale dato dipende da diversi fattori come: tipo di turbina, frequenza dei tagliandi di manutenzione, frequenza di rottura dei componenti, situazione meteorica del sito, conoscenza dello storico di funzionamento del tipo di turbina, ecc...;
- D. Il degrado delle pale rotoriche, la presenza di ghiaccio e lo sporcamiento delle stesse portano ad una riduzione delle prestazioni aerodinamiche della macchina;
- E. Un problema aggiuntivo è connesso al sistema di regolazione della turbina quando la stessa si trova ad operare in siti a forte ventosità. Poiché tutte le macchine eoliche interrompono la produzione per valori elevati della velocità (Cut-Out) o per valori piccoli della stessa (Cut-In) si ha che quando la velocità rientra di nuovo all'interno del range di funzionamento della macchina quest'ultima non risponde istantaneamente (ISTERESI) per cui si ha una riduzione della produzione annua associata a tale fenomeni di isteresi.
- F. Altra figura di merito della produzione è sicuramente l'efficienza della disponibilità della Sottostazione elettrica di trasformazione, tale valore dipende dalla durata della manutenzione prevista per la stessa e, in prima approssimazione, può essere considerato un tempo di manutenzione di 1 giorno/anno;
- G. Un'altra possibile riduzione di efficienza è connessa alla disponibilità della rete elettrica da parte del gestore; tale fattore non è ipotizzabile in quanto dipende dalla qualità locale del sistema di distribuzione della corrente di MT ed AT;
- H. Altro termine è da addurre allo scostamento della curva di potenza dal comportamento reale della turbina;
- I. Ultimo, ma non per ordine di importanza, il fermo macchina associato al controllo termico del sistema, che evita di far operare il generatore a temperature diverse da quelle di progetto.

1.1 Perdita di TIPO-A

È stata calcolata nella relazione inerente il calcolo della produzione del Parco Eolico di Montecavallo-Pievetorina e riportata in TAB.6.

1.2 Perdita di TIPO-B

Dipende dal tipo di layout elettrico con il quale il parco viene collegato alla sottostazione. L'impianto eolico in oggetto ha una potenza complessiva di circa 51.12 [MW] e la tensione trifase di uscita dal generatore è 750 [Vac], pertanto ogni macchina dovrà essere dotata di un trasformatore che innalzi la tensione di uscita, al fine di contenere le perdite elettriche. Nell'ipotesi di adottare almeno un trasformatore a 33 [kV] e ipotizzando una lunghezza cavi di circa 20 [km] è ragionevole assumere un'efficienza complessiva di 0.973.

1.3 Perdita di TIPO-C

Nel caso in oggetto la turbina utilizzata è una Enercon E115 EP3 E4 nata per applicazioni onshore; non esiste una letteratura sul numero di guasti che tale turbina ha subito nel corso del suo utilizzo, pertanto si ritiene di assumere precauzionalmente un'efficienza di disponibilità di 0.96.



1.4 Perdita di TIPO-D

Il sito di Montecavallo durante il periodo invernale è soggetto a situazioni climatiche che possono dare origine a formazione di ghiaccio sulle pale, tale periodo è altresì il più ventoso dell'anno pertanto è cautelativo tenere in conto di una riduzione della produzione associata al ghiaccio. Si assume pertanto un valore di efficienza pari a 0.93.

1.5 Perdita di TIPO-E

Il problema del controllo della macchina in prossimità del Cut-Out è di notevole importanza per le turbine eoliche. La macchina selezionata è dotata di Storm Control pertanto l'effetto di Isteresi è del tutto trascurabile e si assume un valore di efficienza pari a 1.0.

1.6 Perdita di TIPO-F

Non abbiamo informazioni riguardo la disponibilità elettrica della sottostazione MT/AT su terraferma e le eventuali perdite sono state inserite all'interno di quelle di TIPO-B.

1.7 Perdita di TIPO-G

Anche in questo caso non vi sono informazioni riguardo la disponibilità elettrica annuale da parte del gestore della rete di trasmissione pertanto in via precauzionale si assume un'efficienza di 0.999.

1.8 Perdita di TIPO-H

Benché sia prassi diffusa inserire lo scostamento della curva di potenza dall'effettiva erogazione elettrica della turbina come una perdita noi non riteniamo corretto questo approccio. Per quanto riguarda le valutazioni che UNIVPM esegue riteniamo che un eventuale scostamento debba essere inserito all'interno delle incertezze della produzione e non nelle perdite; per questa ragione si assume un valore unitario dell'efficienza.

1.9 Perdita di TIPO-I

La curva di potenza è influenzata dalla temperatura di lavoro del generatore che, a sua volta, è influenzata dalla temperatura esterna. Nel sito di Montecavallo la temperatura esterna massima pertanto si ritiene che il de-rating termico contribuisca solo marginalmente alla riduzione di produzione e in via precauzionale si assume un valore di 0.999.

Per quanto riguarda il calcolo dell'incertezza di valutazione della produzione energetica si è deciso di adottare i valori riportati in TAB.7, che verranno utilizzati per il calcolo della produzione a P75 e P90.

Incertezza nel calcolo della velocità media cubica di mesoscala (%)	2.4
Incertezza nella storicizzazione (MCP)	0.5
Incertezza nella previsione a 25 anni	1.5
Incertezza nel wind shear	0.2
Incertezza nel CFD	2.5
Incertezza Totale velocità	3.8
Incertezza Totale Energia	
	11.4

TAB.7 – Stima dell'incertezza di misura sulle diverse componenti dello studio

Il valore a P50 è il valore della produzione al netto delle perdite di impianto mentre nel P75 e P90 si tiene conto, con margini di sicurezza diversi, dell'incertezza con cui sono stati fatti i calcoli. In TAB.8 sono riportate le produzioni a P50, P75 e P90.



ID	P50 Energy (MWh/y)	P75 Energy (MWh/y)	P90 Energy (MWh/y)
T01			
T02			
T03			
T04			
T05			
T06			
T07			
T08			
T09			
T10			
T11			
T12			
TOTALE			
Ore equivalenti			

TAB.8 – Produzione al netto delle perdite e delle incertezze

Controllo della qualità del risultato numerico

La torre di misura CMC2, sita sul Monte Colastrello e di proprietà della ex Comunità Montana di Camerino (CMC) è stata utilizzata in passato come fonte dati sperimentali nell'ambito di un accordo di collaborazione con l'attuale Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche dell'Università Politecnica delle Marche (DIISM). L'accordo aveva come obiettivo la misura mediante SODAR dei profili verticali di velocità del vento nelle postazioni in cui la CMC aveva piazzato le turbine del progetto eolico sottoposto agli uffici regionali. Il DIISM ha misurato i profili ed utilizzato i dati della torre CMC2 per la verifica dei valori assoluti di velocità, pertanto le acquisizioni dei dati del vento da parte di CMC2, nel periodo 1/09/2007 – 16/09/2008 sono stati resi pubblici.

La torre di misura CMC2 è equipaggiata con un data-logger NOMAD-2; i sensori di lettura del vento, a coppette, sono stati posizionati a 20, 30 e 44 m e sono degli NRG40C mentre sono presenti due sensori di direzione del vento a banderuola, a 30 e 44 m, sempre della NRG, mod.200P.

In FIG.32 sono riportate le storie temporali dei 2 anemometri a 30m che equipaggiano la torre di misura CMC2 e la stazione virtuale MM5_3. Durante la prima metà del mese di Dicembre 2007 si è avuto un problema al data logger della stazione CMC2, pertanto c'è una mancanza di circa 15 giorni di dati. Il sensore a 44 metri della sessa stazione ha presentato problemi di rallentamento, e poi di blocco, a causa del ghiaccio che si era formato sulle coppette e, successivamente, ha mostrato sempre un comportamento anomalo. Per tale ragione si è deciso di valutare solo i dati misurati a 30 metri dal suolo; va comunque sottolineato che durante l'inverno la torre di misura è stata investita più volte da neviccate intense, con successive gelate, poiché i sensori NRG40C non sono riscaldati è molto probabile che durante l'inverno e l'inizio della primavera siano rallentati dalla presenza di ghiaccio o umidità sulla bronzina interna.

Dall'analisi delle storie temporali si osserva un andamento simile fra le due stazioni, anche nei valori massimi raggiunti. In FIG.33 sono stati analizzati i valori medi mensili di velocità a 30 metri dal suolo, Il mese di

Dicembre mostra grandi differenze ma ciò è associato alla mancanza di dati della stazione CMC2 a causa di ghiaccio sulle coppette; anche durante il mese di Novembre il sensore di CMC2 ha mostrato rallentamenti associati a parziali ghiacciamenti della coppetta. Le differenze visibili nel mese di Aprile 2008 non sono

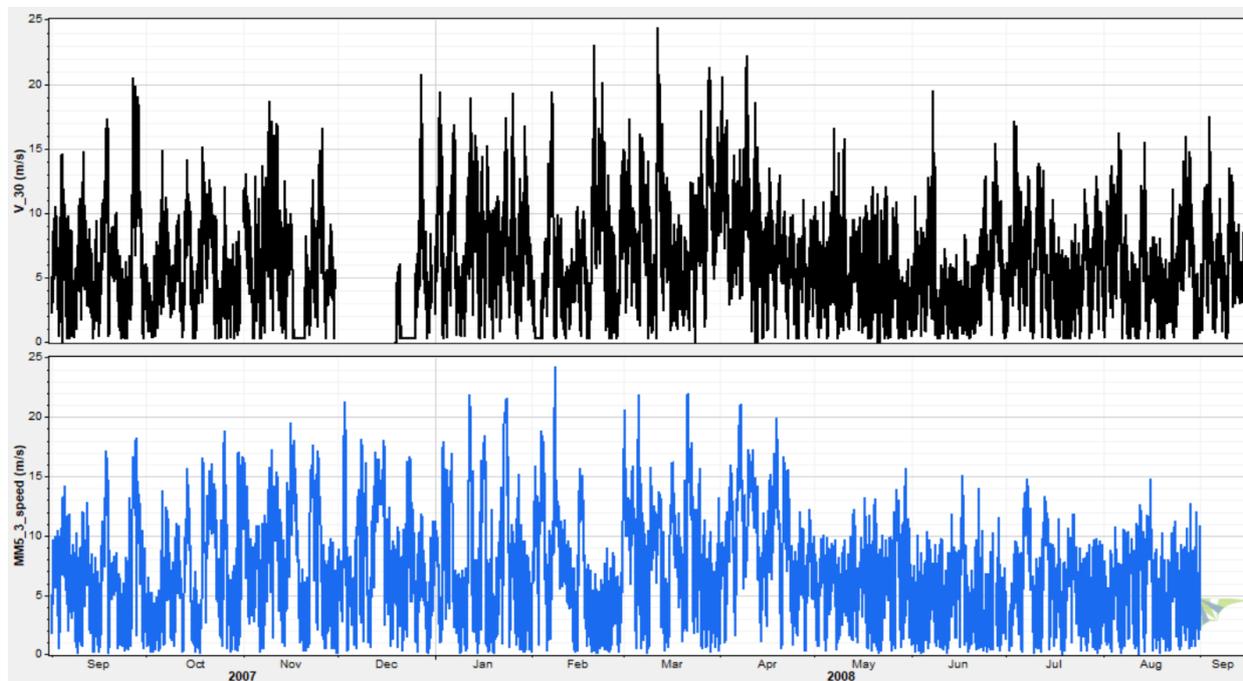


FIG.32 – Storia temporale degli anemometri di CMC2 a 30m e MM5_3 a 30 m

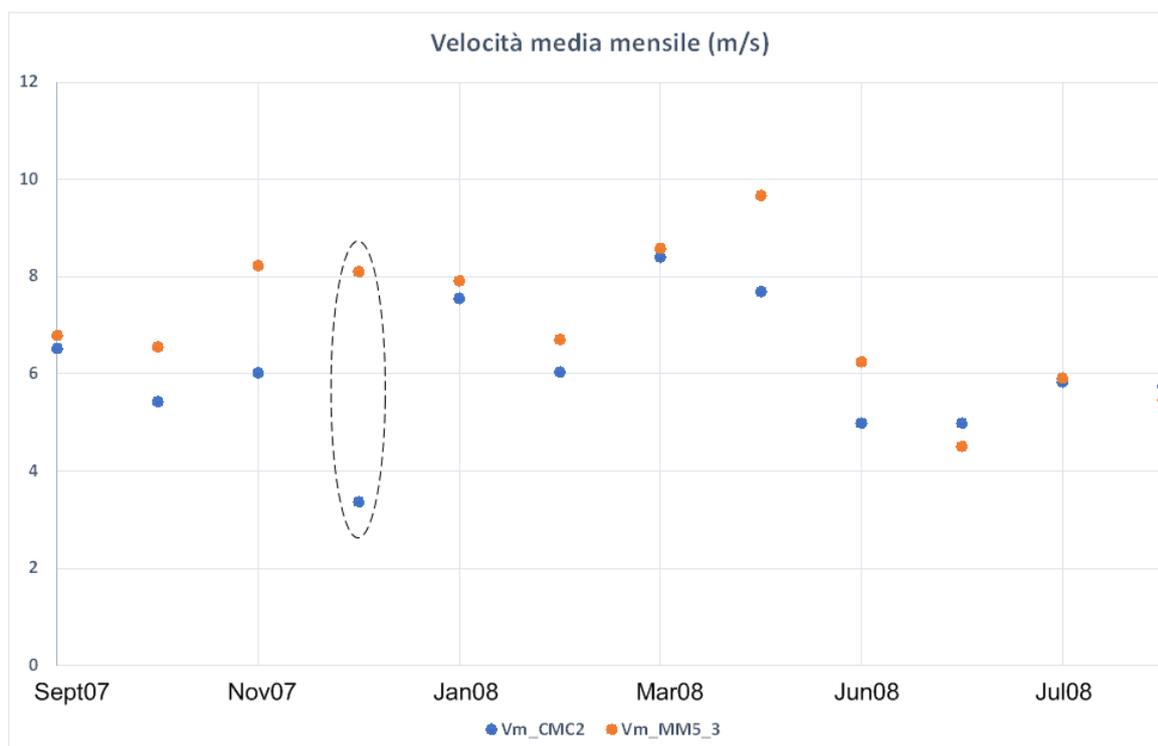


FIG.33– Confronto velocità medie mensili

spiegabili dai dati a disposizione mentre per gli altri mesi le differenze fra la stazione sperimentale e quella virtuale risultano molto contenute.

Bisogna precisare che i dati di CMC2 sono valori medi su 10 minuti di dati acquisiti con un passo temporale di 1 [s], diversamente quelli di MM5_3 sono valori istantanei a 4 minuti; quando mediati su un mese i dati perdono in modo importante la loro differente modalità di acquisizione.

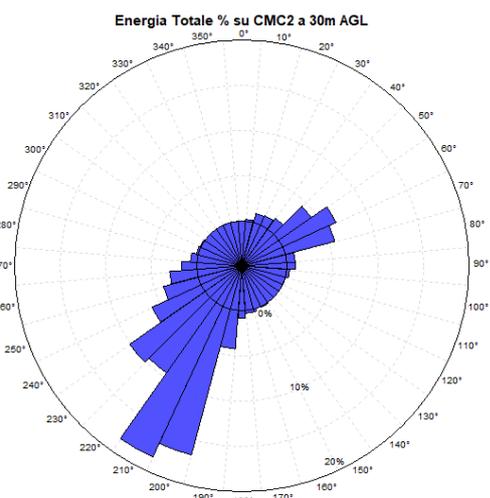


FIG.34 – Rosa dei venti su CMC2 a 30 m dal suolo

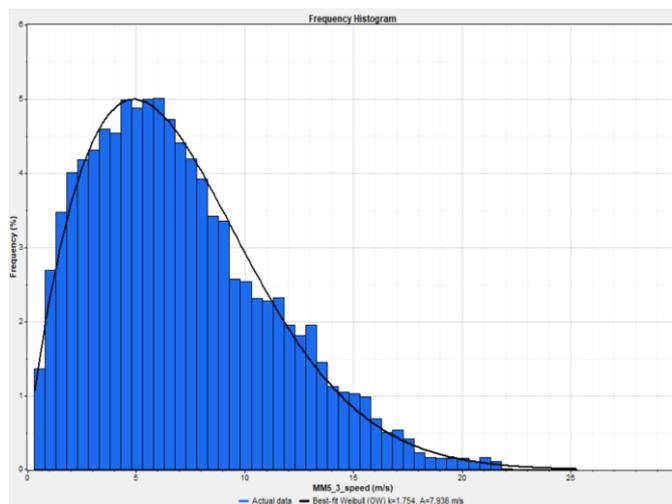


FIG.35 – Frequenza di V su CMC2 a 30 m dal suolo

La rosa delle energia su CMC2, FIG.34, ricalca l'andamento di MM5_3, FIG.36, ossia le direzioni prevalenti sono SW e NE; la leggera rotazione che si evince fra le due rose potrebbe in parte essere associata al sensore di misura della direzione del vento, il cui "settaggio di zero", non è stato controllato nel corso dell'anno. Il modello di mesoscala mostra un'energia maggiore nella direzione di NE, rispetto a quanto rilevato dalla torre di misura.

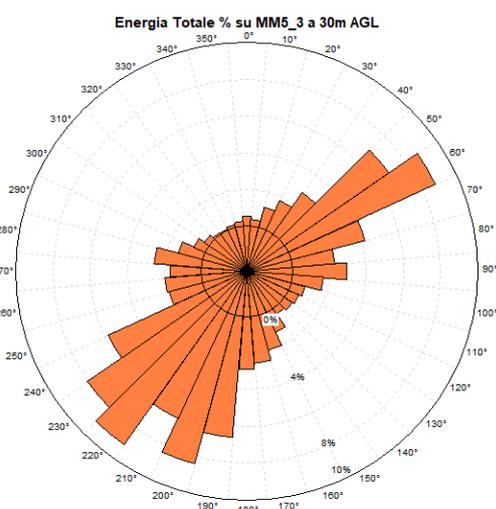


FIG.36 – Rosa dei venti su MM5_3 a 30 m dal suolo

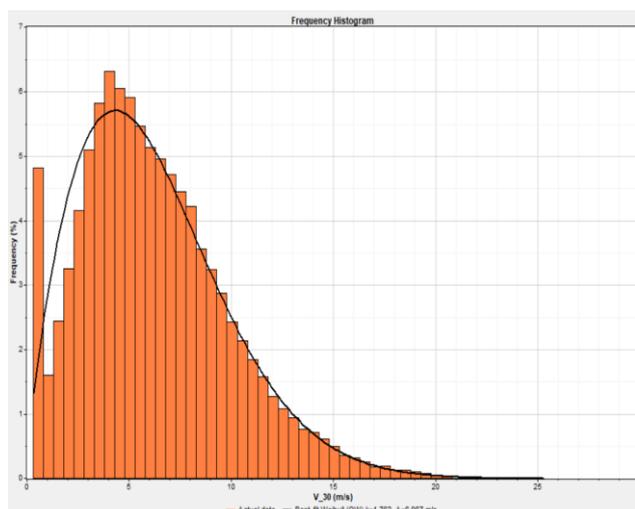


FIG.37 – Frequenza di V su MM5_3 a 30 m dal suolo



In generale il confronto fra i risultati sperimentali e quelli numerici può essere considerato buono ed evidenza come sia difficile in ambienti montani ottenere dei dati sperimentali validi e di buona qualità, in quanto fortemente legati alla climatologia locale ed ai problemi indotti nelle apparecchiature di misura.