



**UNIVERSITÀ
DI TRENTO**

**Dipartimento di
Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica**

STUDIO SULLO SFRUTTAMENTO DEL POTENZIALE EOLICO IN ALTO ADIGE

Autori:

Prof. Lorenzo Battisti

Ing. Lorenzo Tieghi

Dott. Sergio Dell'Anna

Trento, 15 marzo 2025

PREMESSA

Il presente rapporto finale è stato redatto in ottemperanza a quanto stabilito dalla Convenzione con la quale la Provincia di Bolzano, ha affidato all'Università degli studi di Trento, Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica - DICAM, l'incarico di svolgere una valutazione sulle possibilità di utilizzazione del potenziale eolico in provincia di Bolzano dal punto di vista tecnico, logistico ed infrastrutturale.

SOMMARIO

Il rapporto analizza in maniera sistematica le caratteristiche delle installazioni eoliche nei climi montani al fine di individuarne potenzialità e limiti. Tali siti presentano maggiori complessità rispetto ai siti convenzionali per cui a parità di risorsa i costi di installazione risultano spesso sfavorevoli al fine della fattibilità economica degli impianti.

Il lavoro ha sviluppato i temi indicati nell'indice. Con riferimento alla specifica richiesta di analizzare l'installabilità di turbine ad asse verticale, oltre a fornire un'ampia disamina delle caratteristiche tecniche di queste macchine, è stato chiaramente esposto come tale tipologia non presenti attualmente modelli commerciali sul mercato. Inoltre prestazioni e durabilità di questa tipologia sono ampiamente al di sotto delle turbine ad asse orizzontale, come ampiamente dimostrato dall'estesa campagna di misure e valutazioni condotte dal Dipartimento scrivente in oltre vent'anni di attività in questo settore specifico.

Sono stati quindi trattati gli aspetti logistici legati alla collocazione delle turbine nei siti alpini quali le problematiche in sito come l'assemblaggio, l'erezione, gli aspetti infrastrutturali del trasporto delle turbine in sito, come l'accessibilità, la connessione degli aerogeneratori alla rete elettrica e le relative prescrizioni e normative. In particolare, gli aspetti della logistica del trasporto hanno reso necessario una estesa campagna di ricerca dei dati sia delle dimensioni e masse delle turbine nelle varie taglie, sia delle portate e dimensione dei mezzi di trasporto e sollevamento, al fine di creare dei criteri per la trasportabilità sulla rete viaria montana della provincia dell'Alto Adige. Sono stati poi illustrati i principali vincoli ambientali, con specifico riferimento agli ambienti montani, come gli effetti di interferenza elettromagnetica degli aerogeneratori, le emissioni sonore, lo sfarfallamento luminoso (shadow flicker) e l'abbaglio luminoso (flashing) e i relativi sistemi di

Università degli Studi di Trento

mitigazione, la sicurezza per persone e cose, gli effetti sull'utilizzo del suolo e l'erosione, gli effetti su flora e fauna e l'impatto visivo. Seguono poi la rassegna su leggi e regolamenti italiani e le principali norme tecniche per la certificazione e l'installazione degli aerogeneratori. Appositi allegati a latere espandono i relativi contenuti tecnici. Sono stati ulteriormente discussi gli aspetti di accettabilità sociale e le strategie utilizzabili per favorirne l'accettazione. E' stata inoltre inclusa una descrizione dei criteri economici che permettono la valutazione degli investimenti in materia.

Sulla base di questi riferimenti sono stati messi a punto i criteri per la valutazione del potenziale eolico interrogando due database, NEWA e AEOLIAN al fine di verificare l'attendibilità dei dati anemometrici del potenziale naturale. Sulle mappe di ventosità è stato innestato con un algoritmo appositamente scritto, l'assimilazione di mappe digitali del territorio con le relative informazioni di carattere tecnico (strade, rete elettrica, pendenze, ecc.) e di destinazione d'uso delle aree con specifiche esclusioni da gestire anche in maniera parziale. E' stato quindi possibile passare dal potenziale naturale, a quello tecnico, e infine a quello realizzabile, in maniera progressiva operando con un'analisi di sensitività al fine di modulare il peso delle esclusioni. L'esito di questa indagine è stato negativo, nel senso che, ancor prima del criterio di ventosità tecnica minima, i vincoli tecnici legati alla conformazione del territorio (pendenze, tortuosità dei percorsi, portate delle strade, larghezza delle carreggiate, distanza dalla rete elettrica, ecc.) hanno decretato la sostanziale assenza di risorsa eolica economicamente sfruttabile dal territorio provinciale. Le aree del fondovalle, logisticamente più semplici da gestire, non presentano ventosità di interesse o vanno in conflitto con le distanze di rispetto dalle aree residenziali, per citare un esempio. Considerando la possibilità di derogare o modificare l'utilizzo del suolo sono stati identificati due siti che permetterebbero l'installazione di un limitato numero di aerogeneratori.

A parte il risultato che indica una sostanziale assenza di risorsa, il lavoro presentato ha avuto il pregio di mettere a punto uno strumento conoscitivo del territorio che consente di indagare il potenziale della risorsa energetica (non necessariamente confinata allo studio eolico) con le caratteristiche del territorio e come tale esso rappresenta un ottimo strumento di pianificazione pubblica. Lo studio non esclude che possano esistere aree specifiche e limitate destinabili all'installazione di turbine isolate, dedicate alla generazione in loco di energia elettrica. Su tali aree sarà necessario effettuare delle analisi di dettaglio sia anemologiche con campagne di misura dedicate (non di certo dedotte da strumenti di simulazione numerica come gli atlanti eolici), che



logistico-infrastrutturale al fine di stabilire la taglia e la fattibilità economica della singola operazione.



Sommario

Obiettivi dello studio.....	8
Contenuti.....	8
1 - L'UTILIZZAZIONE DEL POTENZIALE EOLICO NELL'AMBIENTE ALPINO	10
1.1 - Stato dell'arte delle tecnologie eoliche ad asse orizzontale e verticale, caratteristiche economiche e criticità installative e operative specifiche dei contesti alpini.....	10
1.2 - Aspetti generali legati alla collocazione delle turbine nei siti alpini	12
1.3 - Aspetti logistici legati alla collocazione nei siti alpini	20
2 - INTERAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE CON L'AMBIENTE	42
2.1 – Considerazioni generali	42
2.2 – Emissioni sonore.....	44
2.3 – Sfarfallamento luminoso (shadow flicker) e abbaglio luminoso (flashing).....	51
2.4 – Sicurezza	53
2.5 – Utilizzo del suolo	56
2.6 - Flora e vegetazione.....	59
2.7 - Fauna	61
2.8 - Impatto visuale	67
3 – ACCETTAZIONE SOCIALE DEGLI IMPIANTI EOLICI	72
3.1 - Analisi comparativa con aree geografiche alpine simili:.....	72
3.2 - Strategie e soluzioni per favorire l'accettazione sociale.....	72
4 - BREVE INQUADRAMENTO LEGISLATIVO, REGOLATORIO E AUTORIZZATIVO DEGLI IMPIANTI EOLICI	75
4.1 - Leggi e regolamenti italiani.....	75
4.2 - Norme tecniche per la certificazione degli aerogeneratori.....	76
4.3 - Normative per la certificazione di tipo	78
4.4 - Procedure per l'installazione.....	80
4.5 - Normative riguardanti la connessione ed i requisiti operativi	81
5 – DEFINIZIONE DI POTENZIALE EOLICO	89



6 - ANALISI ECONOMICA DEGLI IMPIANTI EOLICI	94
6.1 - Limiti dell'impiego del parametro LCOE.....	94
6.2 - Analisi delle voci di costo	96
6.3 - La produzione di energia elettrica annua dell'impianto eolico (AEP)	99
6.4 - Le perdite	102
6.5 - Il concetto della P50, P75 e P90.....	105
7 - ANALISI DEL POTENZIALE EOLICO REALIZZABILE IN ALTO ADIGE: DEFINIZIONE E ANALISI DEGLI SCENARI	108
7.1 - Analisi della risorsa eolica	108
7.2 - Descrizione della metodologia	114
7.3 - Vincoli non negoziabili: aree territoriali	115
7.4 - Vincoli non negoziabili: orografia e morfologia	118
7.5 - Vincoli negoziabili	122
7.6 - Potenziale realizzabile	129
8 - ANALISI DEL POTENZIALE EOLICO REALIZZABILE: DETTAGLIO AREE E PRODUZIONE ANNUA.....	140
8.1 - Zona 1 - Val Venosta.....	140
8.2 - Zona 2 - Covelano	146
8.3 - Zona 3 - Favogna	146
8.4 - Zona 4 - La Costa.....	153
8.5 - Zona 5 - Klausen	159
8.6 - Zona 6 e 7	165
8.7 - Zona di Sattelberg	165
8.8 - Commenti di sintesi sulle aree.....	166
8.9 - Influenza delle aree di rispetto.....	167
8.10 - Calcolo della Produzione Annuale di Energia.....	169
9 - CONSIDERAZIONI FINALI.....	172
BIBLIOGRAFIA	174
Definizioni.....	177



Altri riferimenti bibliografici	180
Riferimenti World Wide Web	183
INDICE DELLE FIGURE	185
INDICE DELLE TABELLE.....	189

Obiettivi dello studio

Si riporta lo stralcio dei contenuti dell'incarico

Valutare in Alto Adige le aree potenzialmente adatte all'installazione di impianti eolici, il potenziale energetico di massima, il suo possibile impatto energetico e ambientale sul sistema energetico altoatesino e analizzare gli aspetti legislativi, economici e di accettazione sociale ad esso connessi. Lo studio deve affrontare anche la eventuale riconsiderazione di alcuni dei vincoli identificati nel Decreto del Presidente della Provincia 13/2020 alla luce dell'evoluzione tecnologica, del mutato contesto generale e di esperienze simili in altri ambiti geografici. Il fine ultimo è fornire all'amministrazione pubblica gli elementi conoscitivi tecnologici, regolatori, economici, ambientali e sociali che consentano lo sviluppo di strategie per la promozione dello sfruttamento della risorsa al fine del conseguimento degli obiettivi del "Piano Clima Alto Adige 2040".

Contenuti

1. Stato dell'arte delle tecnologie eoliche ad asse orizzontale e verticale, con particolare attenzione alle principali caratteristiche economiche e alle criticità installative e operative specifiche dei contesti alpini.
2. Breve inquadramento legislativo, regolatorio e autorizzativo degli impianti eolici
3. Valutazione del potenziale di energia producibile in un anno dal vento in Alto Adige attraverso:
 - a. Individuazione di aree adatte: Identificazione delle aree favorevoli dal punto di vista della ventosità, valutando l'opportunità di considerare anche velocità inferiori ai 6 m/s medi annui: limite individuato nel Decreto del Presidente della Provincia n. 13/2020.
 - b. Analisi dei vincoli: Incrocio delle aree favorevoli con le aree soggette ai vincoli attualmente in essere.
4. Definizione dei criteri di sfruttamento: In accordo con lo scrivente ufficio, sviluppo di criteri per determinare il potenziale sfruttabile delle aree identificate, considerando:

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it



- a. La valutazione del potenziale deve altresì investigare la possibile adozione di impianti eolici ad asse verticale, evidenziandone criticità e opportunità nel contesto alpino, considerando anche la eventuale modifica dai vincoli legislativi attualmente in vigore in Alto Adige alla luce della specificità della tecnologia.
 - b. Nell'elaborazione dello studio si dovrà tenere conto del quadro legislativo in evoluzione a livello nazionale, in particolare con riguardo al decreto sulle aree idonee.
 - c. Deve essere altresì valutata la possibilità di modificare gli attuali vincoli legislativi in essere per gli impianti ad asse orizzontale, laddove i suggerimenti siano in linea con pratiche già adottate in contesti geografici simili e abbiano dimostrato la loro efficacia nel favorire la diffusione della tecnologia.
5. Lo studio deve contenere una disamina dei possibili problemi di accettazione sociale della tecnologia eolica per tipologia di aree identificate come idonee (ad esempio, aree a forte vocazione turistica e/o agricola), basata sulla comparazione con aree geografiche alpine simili e, laddove possibile, l'individuazione di possibili strategie, pratiche e soluzioni regolatorie e normative che possano superare le eventuali obiezioni e favorire la diffusione della tecnologia.

1 - L'UTILIZZAZIONE DEL POTENZIALE EOLICO NELL'AMBIENTE ALPINO

1.1 - Stato dell'arte delle tecnologie eoliche ad asse orizzontale e verticale, caratteristiche economiche e criticità installative e operative specifiche dei contesti alpini.

In **appendice A** è riportata una presentazione delle caratteristiche tecniche degli impianti eolici ad asse orizzontale e verticale, sia in relazione al settore delle turbine di media grande taglia che in relazione al minieolico.

Da un punto di vista commerciale, la tecnologia ad asse orizzontale è nettamente prevalente rispetto a quella ad asse verticale. La classe delle turbine ad asse verticale di media e grande taglia è assente del mercato e non esistono ad oggi prodotti commerciali disponibili se non per campi di potenze tipici del settore microeolico con potenze comprese tra qualche centinaio di Watt o a massimo qualche kilowatt. Tale ritardo tecnologico è dovuto alla notevolissima complessità costruttiva delle turbine ad asse verticale, le quali presentano condizioni di carico di difficile previsione, e alle caratteristiche funzionali che risultano in gran parte non ancora risolte. La turbina ad asse verticale condivide infatti pochi aspetti progettuali con quella ad asse orizzontale e le problematiche di carattere strutturale sono molto diverse. Nonostante alcune semplificazioni apparenti (la macchina non necessita di sistema di orientamento, la pala è generalmente a corda e angolo di calettamento costante, non si adotta sistema di controllo del passo), il suo progetto è notevolmente complesso. Un esempio è il problema della partenza in quanto le turbine ad asse verticale con caratteristiche idonee alla produzione energia elettrica non sono autoavvianti e, da un punto di vista economico, i dispositivi per l'avviamento assistito risultano estremamente penalizzanti per le classi di potenza minori (assorbendo gran parte dell'energia elettrica prodotto nell'anno per questo scopo). A ciò si aggiunge il problema della frenatura che non può essere, nella maggior parte dei casi, di tipo aerodinamico (mancando i dispositivi di controllo del passo), per cui i sistemi di sicurezza determinano anch'essi assorbimenti elettrici proibitivi. Tali aspetti ben si riflettono nella presenza quasi inesistente sul mercato di questa architettura di macchina. Un confronto tra le due tipologie può essere fatto solo nel settore delle miniturbine. Suddividendo i dati di circa 500 turbine presenti a livello mondiale sul mercato nella taglia 0-100 kW di cui si sono

reperiti i dati tecnici, e la cui sintesi è riportata in Tabella 1, si deducono alcune informazioni importanti: la prima è che dal punto di vista della tipologia, la quasi totalità delle turbine (circa il 99%) è ad asse orizzontale (HAWT) e la massima concentrazione di modelli cade nella sottoclasse 0-10 kW, per la precisione essa rappresenta la quota del 90% (HAWT) e il 99% di quelle ad asse verticale (VAWT). Nella sottoclasse di potenza 0-10 kW, pur essendoci ancora una netta prevalenza di macchine ad asse orizzontale, emerge una certa percentuale (circa il 16%) di macchine ad asse verticale. Os evidenzia un ulteriore problematica: l'adozione di questa architettura di macchina nella sua versione 'moderna', ovvero con rotori installati su torri o tralicci differisce da quella tradizionale studiata per le grandi taglie negli anni '80 e '90. Infatti va ricordato che le prime versioni di queste macchine sono state concepite per medie e grandi potenze, dove per masse e dimensioni in gioco, i rotori erano necessariamente essere posti a terra e venivano adottati tiranti per la loro stabilizzazione. Nelle attuali versioni i rotori sono posizionati alla sommità di torri snelle per captare venti di maggiore intensità. Gli effetti di sbilanciamento dinamico di queste soluzioni (dovuti ad errori di installazione e giochi meccanici che insorgono nelle fasi funzionamento anche per altri motivi) comportano notevolissimi effetti di instabilità, non ancora efficacemente risolti, che conducono per effetti di eccessive vibrazioni a continue fermate della turbina. Questi effetti sono enfatizzati nelle regioni montane a causa del maggiore livello di turbolenza e dell'accresciuto numero di raffiche. Molti de prodotti visibili sui siti internet sono in fase di sviluppo da anni e il loro ingresso nel mercato è continuamente rinviato per vari problemi tecnici e di messa a punto.

Tabella 1 - Classificazione del mercato delle mini turbine eoliche.

		VAWT	
TIPO	TAGLIA	CLASSE DI POTENZA	
		0-10 kW	10-100 kW
	HAWT	84%	99%
	VAWT	16%	1%

VAWT	
CLASSE DI POTENZA	PERC. SUL MERCATO
0-10 kW	89%
	0-1 kW →72%
	1-10 kW →28%
10-100 kW	11%
	10-20 kW →9%
	20-100 kW →2%

1.2 - Aspetti generali legati alla collocazione delle turbine nei siti alpini

Il forte impulso allo sfruttamento energetico del vento ha spinto recentemente a prendere in considerazione nuove tipologie di localizzazione degli impianti motori eolici, fra cui quelle in ambiente montano, e più specificatamente a quote comprese tra gli 800 ed i 2500 m s.m.m. Tale opzione nasce dalla considerazione che le tipologie di sito normalmente utilizzate, definiti siti convenzionali, siano destinate nei paesi europei ad esaurirsi in tempi non molto lunghi ed allo stesso tempo, per alcune realtà territoriali, le zone montane costituiscono le uniche aree dove la risorsa eolica può risultare sfruttabile. Si tratta beninteso di aree che, rispetto a quelle convenzionali, risultano più critiche sia sotto l'aspetto ambientale che sotto l'aspetto della accettabilità da parte della collettività e dove, a seguito della severità delle condizioni climatico-meteorologiche, il funzionamento delle turbine eoliche è particolarmente gravoso sia per quanto riguarda gli aspetti strutturali che per quanto riguarda gli effetti sulla produzione elettrica. Infatti, se da una parte diversi studi hanno evidenziato come la risorsa eolica in montagna sia mediamente superiore rispetto a quella del fondovalle o alle zone pianeggianti limitrofe, dall'altra hanno dimostrato come tale risorsa sia fortemente influenzata dall'orografia del terreno, sia caratterizzata da ridotti valori della densità, complessi meccanismi di turbolenza e nel periodo invernale sia accompagnata da temperature rigide e da condizioni che favoriscono la formazione del ghiaccio. Inoltre, la particolare dislocazione logistica di alcuni siti montani richiede accurate valutazioni in merito all'effettiva accessibilità degli stessi.

La tipologia del sito montano rientra all'interno della più vasta classe dei siti non convenzionali ed è caratterizzata da terreni ad orografia complessa, venti irregolari, basse temperature, eventi estremi. L'esistenza di fenomeni microclimatici come le correnti termiche, introducono ulteriori effetti sulla distribuzione temporale e spaziale di velocità, sia nelle sue componenti deterministiche che stocastiche.

Le condizioni ambientali (climatiche) del vento influiscono in modo determinante sull'integrità, la disponibilità tecnica e sulla sicurezza degli aerogeneratori, essendo, nei terreni ad alta quota enfatizzate le azioni termiche, fotochimiche, meccaniche, elettriche e le azioni aerodinamiche del vento e le loro combinazioni che hanno effetti sinergici. Oltre alle tipiche condizioni ambientali normali descritte dalle norme e di seguito elencate:

- campo di temperatura ambiente di funzionamento normale del sistema da -10°C a $+40^{\circ}\text{C}$;

- umidità relativa del 95%;
- composizione atmosferica equivalente a quella dell'atmosfera continentale non inquinata;
- intensità di radiazione solare di 1000 W/m^2 ;
- densità dell'aria a livello del mare di $1,225 \text{ kg/m}^3$ a 15°C ;

Vanno considerati i seguenti parametri:

- temperature estreme;
- umidità;
- radiazione solare;
- frequenza di grandine, neve e ghiaccio;
- fulmini;
- densità dell'aria;

Per le temperature estreme e le protezioni contro i fulmini si trovano le indicazioni di progetto nelle normative tecniche per la *certificazione di tipo* degli aerogeneratori. Per il problema del ghiaccio le normative non forniscono prescrizioni minime per il progetto degli aerogeneratori. Ulteriori indicazioni in proposito sono riportate nelle linee guida di alcuni enti certificatori (Germanischer Lloyd, DNV).

La protezione dai fulmini dei moderni aerogeneratori presenta problemi che non sono normalmente condivisi con altre strutture. Tali problemi sono una conseguenza delle seguenti condizioni:

- gli aerogeneratori sono strutture alte fino a più di 150 m;
- essi sono frequentemente posizionati in luoghi molto esposti ai fulmini;
- i componenti degli aerogeneratori più esposti come le pale e la copertura della navicella sono spesso di materiali compositi incapaci di resistere alla fulminazione diretta o di condurre la corrente dovuta a tale evento inoltre le pale sono rotanti, ciò comporta un effetto di ionizzazione dell'aria;
- e pale e la navicella sono rotanti, per cui i collegamenti elettrici per il trasporto della scarica sono di complessa progettazione e d efficacia;
- la corrente dell'evento di fulminazione deve essere condotta al terreno attraverso la struttura dell'aerogeneratore, a causa di questo una parte significativa della corrente passerà vicino o attraverso i componenti dell'aerogeneratore;

- nelle centrali eoliche gli aerogeneratori sono elettricamente interconnessi e sono spesso posizionati in luoghi, tipo quelli montani, con terreni aventi cattive caratteristiche conduttive.

Le strutture molto alte influenzano esse stesse il processo di fulminazione. Le zone montane presentano un'elevata frequenza annuale di fulmini per unità di superficie di territorio. Gli aerogeneratori sono spesso posizionati su colline o su crinali di montagne. Tali posizioni sono luoghi ad alta probabilità di fulminazione. Poiché gli aerogeneratori sono, di solito, mantenuti distanti da altri oggetti alti diventano un bersaglio preferenziale per i fulmini. Un altro problema caratteristico dei crinali è che in questi luoghi, molto spesso, il terreno ha una bassa conduttività.

Per strutture che eccedono i 60 m si verifica il fenomeno della fulminazione laterale, dove una certa percentuale degli eventi di fulminazione si verificano su parti laterali della struttura invece che sulla parte più alta. Tali eventi sono da prendere particolarmente in considerazione per gli aerogeneratori, perché anche delle pale con sistema di protezione, se colpite lateralmente possono essere gravemente danneggiate. La fulminazione indiretta, causata da fulmini che cadono a qualche centinaio di metri dalle turbine può anche causare effetti di folgorazione delle parti elettroniche. Le pale dei moderni aerogeneratori sono di materiale composito di fibra di vetro e/o laminati di legno. I fulmini che colpiscono pale non protette costituite da tali materiali invariabilmente causano dei gravi danni poiché tali materiali sono scarsamente conduttivi e generalmente, essendo le pale vuote all'interno ed essendo spesso presenti dei depositi di acqua per effetto di condensazione naturale, il passaggio delle scariche determina la vaporizzazione rapida dell'acqua e l'esplosione del guscio per l'aumento del volume specifico. Se ne deduce che la protezione dai fulmini è essenziale. In alcuni casi anche la navicella è ricoperta con gli stessi materiali, in questo caso anch'essa deve essere protetta direttamente.

Il fatto che gli aerogeneratori siano delle macchine rotanti pone degli ulteriori problemi. Esiste il rischio che la scarica attacchi diversi punti della pala in rotazione o anche più di una pala. Quando la scarica colpisce le pale, la corrente passa attraverso l'intera struttura dell'aerogeneratore fino al terreno. Questo include i cuscinetti per la regolazione del passo palare, quelli dell'albero, il moltiplicatore di giri, i cuscinetti del generatore, della navicella e la torre. Tutti questi elementi possono di conseguenza subire dei danneggiamenti. La norma tecnica di riferimento è la IEC TR 61400-24.

La minore pressione dell'aria rispetto a quella a livello del mare comporta valori minori della densità rispetto a quella standard. Le basse temperature dell'aria promuovono condizioni favorevoli alla formazione del ghiaccio, sia sulle superfici in rotazione che sulle superfici ferme. Gli effetti più sfavorevoli sono da mettere in relazione all'accrescimento del ghiaccio sulle pale del rotore e sui dispositivi per la misura di velocità e direzione del vento, e sono così sintetizzabili:

- l'aumento dei carichi statici e dinamici;
- l'inibizione degli azionamenti per il controllo del passo palare;
- la riduzione della coppia aerodinamica prodotta dal rotore per effetto dell'alterazione del profilo aerodinamico delle pale;
- riduzione della disponibilità tecnica della turbina.

Oltre a ciò va menzionato il fenomeno della possibile proiezione di frammenti di ghiaccio che si staccano dal rotore con conseguente rischio per la sicurezza di persone e cose nelle vicinanze delle turbine. La presenza di ghiaccio coinvolge inoltre una serie di problematiche fondamentali legate all'accuratezza della sensoristica, in particolare gli anemometri, per i risvolti che esse hanno sulla misura del vento e controllo della turbina.

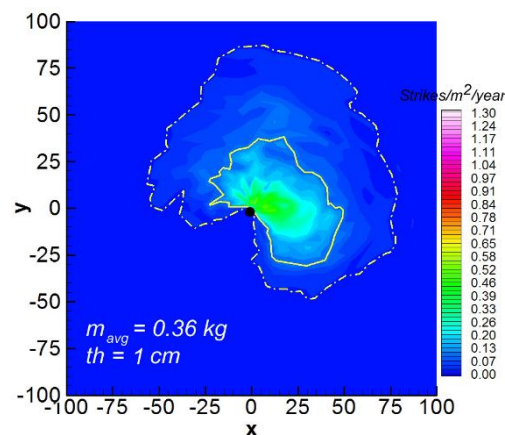


Figura 1 - Esempio di calcolo della mappa di probabilità di impatto sul suolo di frammenti di ghiaccio dello spessore di 1 cm (fonte: L. Battisti, Wind Turbines in COld Climates, Ed. Springer Verlag, 2015).

In Figura 1 si riporta un esempio di calcolo della mappa di probabilità di impatto sul suolo di frammenti di ghiaccio dello spessore di 1 cm, dalla quale si evince l'ampia area attorno alla turbina interessata dalla proiezione di pezzi di ghiaccio. Questi fattori hanno un effetto decisivo sia

sulla definizione della risorsa eolica che sulle caratteristiche funzionali e strutturali delle turbine eoliche destinate ai siti montani.

Nella **Figura 2** viene riportato in maniera schematica l'insieme dei fattori ambientali di sito e funzionali delle turbine ed il loro effetto sui principali fattori tecnico economici di impianto.

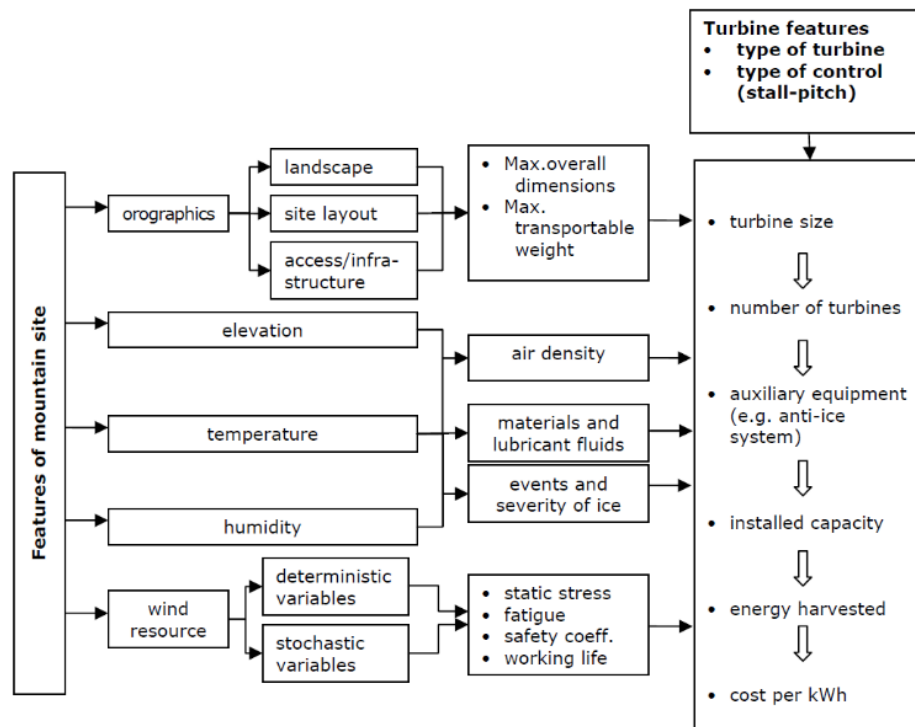


Figura 2 - Schema dei fattori ambientali di sito e funzionali delle turbine ed il loro effetto sui principali fattori di impianto Fonte L. BATTISTI, AGIOVANNELLI, "Wind Turbine Installations for high Elevations" ASME ESDA 2006 - 8th Biennial ASME Conference on Engineering Systems Design and Analysis, Torino 4-7 luglio 2006

Lo schema di **Figura 2** mette in evidenza come oltre alle caratteristiche della risorsa eolica, che hanno peculiarità che le differenziano in maniera sostanziale dai siti convenzionali, esistono altri fattori di sito che concorrono alla definizione della taglia ottimale della macchina o del parco eolico.

Venendo all'importante campo degli aspetti normativi, gli standard emessi dalla International Electrotechnical Commission (IEC 61400) trattano principalmente gli aspetti di

indirizzo rispetto alle classi di aerogeneratore da I a IV, demandando alla classe S la certificazione di macchine speciali operanti in siti che presentino requisiti non convenzionali.

La quota altimetrica del sito, attraverso la pressione atmosferica $p(z)$ e la temperatura $T(z)$, influenza le sollecitazioni strutturali, la potenza e l'energia producibile attraverso la densità dell'aria $\rho(z)$ ed attraverso il numero di Reynolds, per la dipendenza anche della viscosità dell'aria dalla temperatura. La densità e la viscosità hanno un effetto sugli sforzi di attrito viscoso e concorrono a determinare la forma del profilo di velocità verticale.

In Figura 3 si nota come a 1000 m.s.l.m.m. la densità sia circa il 90% rispetto a quella standard. Tale valore è tuttavia dipendente dal grado di stabilità dell'atmosfera e può ridursi in maniera consistente in presenza di condizioni locali di inversione termica (circa 2% ogni 100 m), con le implicazioni che questo ha sulla valutazione di sollecitazioni e potenza prodotta. Oltre i 2000 metri di quota, la riduzione della densità è di circa il 20%, per cui sia la potenza prodotta che l'energia annua risultano diminuite della stessa percentuale (in realtà anche di un valore superiore visti gli effetti detti 'indiretti' della densità sulle prestazioni aerodinamiche dei profili palari). Dalla figura si evince anche che i fenomeni di inversione termica, spesso presenti in regione, vanno a peggiorare ulteriormente le previsioni di produzione in quota.

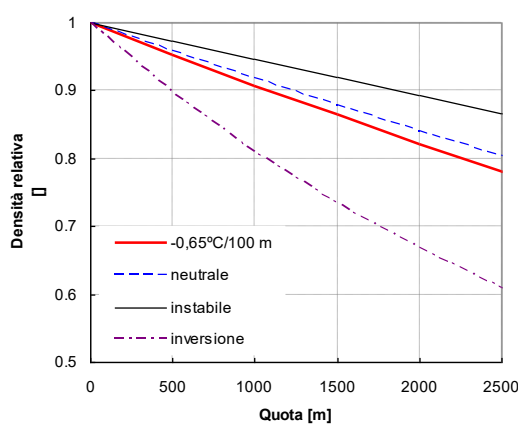


Figura 3 - Dipendenza della densità dell'aria dalla quota altimetrica del sito per differenti condizioni di atmosfera.

I siti montani inoltre presentano valori dei parametri di forma della distribuzione di Weibull della velocità del vento difficilmente superiori a 1.7. Questo implica la presenza di energie elevate nelle classi di vento di intensità elevata. Si ricorda che le normative per la progettazione delle turbine utilizzano valori di k uguali a 2, il che determina il rapporto del valore della velocità estrema di sito rispetto a quella media a 5. Valori minori del parametro di forma indicano rapporti maggiori di 5, con la conseguenza che i valori di vento estremo attesi sui siti montani sono maggiori, a parità di ventosità media, con i conseguenti effetti sulla vita delle turbine.

Un ulteriore parametro che è di difficile determinazione è dato dalle caratteristiche della scia che risulta essere dipendente, oltre che dalla presenza di altre turbine, dalla tipologia di sito.

Gli eventi estremi vengono utilizzati per determinare gli stati di sollecitazione critici a cui la turbina è sottoposta che possono indurre danni strutturali o perdite di funzionalità operativa di componenti. Tipicamente essi sono raffiche di vento e rapide variazioni della sua velocità e direzione.

L'orografia (inclinazione, orientazione, dimensione di rilievi, bloccaggio e canalizzazioni), la velocità del vento e le condizioni di stabilità dell'atmosfera determinano, per mezzo di azioni meccaniche e termiche, distorsioni delle linee di corrente del campo di moto. In particolare il bloccaggio e la canalizzazione sono di grande importanza per la quantificazione della risorsa, perché il primo fenomeno forza il flusso ad aggirare l'ostacolo piuttosto che risalirlo e, se non considerato, conduce ad una sovrastima del potenziale, mentre il secondo è efficace solo se i venti si incanalano effettivamente lungo l'asse longitudinale del canale naturale. A ciò si associano gli effetti dovuti al riscaldamento e raffreddamento locale del terreno. Sui rilievi, gli effetti descritti inducono essenzialmente due effetti macroscopici: una accelerazione della corrente la quale a sua volta determina fenomeni di concentrazione in una direzione e rilassamento o separazione quando il vento spira nella direzione opposta e la generazione di componenti verticali più marcate nel vento poiché il flusso tende a seguire l'inclinazione locale del pendio. L'estensione verticale della zona di accelerazione può determinare profili verticali radicalmente diversi da caso a caso e questo rende complesso il posizionamento delle macchine.

Nonostante siano anche stati lanciati alcuni progetti europei su queste tematiche, l'esperienza maturata in questi siti è ancora limitata e il patrimonio di informazioni esistente è ancora di natura proprietaria. È tuttavia innegabile che i siti montani enfatizzino i problemi di fatica e resistenza ad eventi estremi delle macchine. A ciò si aggiunga che la presenza di parametri climatici "non normali" o estremi, ed in particolare la loro combinazione (es. presenza di ghiaccio e raffiche), determina condizioni di carico gravose di cui le attuali norme raccomandano di tenere conto, ma di cui non danno alcuna indicazione in relazione alle procedure di calcolo e verifica.

1.2.1 - Effetto dell'orografia sulla vita utile dei componenti

A differenza di ciò che avviene in territori pianeggianti o in installazioni a largo, la presenza di un'orografia complessa deve comportare una deviazione dal comportamento nominale dei rotori e un'ulteriore criticità di cui tenere conto in fase di progettazione di un impianto eolico. L'Alto Adige, infatti, risponde ai criteri che lo classificano come zona montuosa complessa. In sintesi, i pendii con pendenze elevate, identificate come quelle superiori al 10%, comportano due ostacoli rilevanti per l'installazione, manutenzione e gestione dei rotori, ovvero:

- **incremento delle sollecitazioni meccaniche agenti sulle turbine:** a causa della presenza di pendii è generato un moto ascensionale (upwash) della corrente d'aria. Questo si riflette nella generazione di una componente di velocità normale al terreno e di un flusso in ingresso al rotore fortemente disturbato rispetto alle condizioni di progetto.
- **Difficoltà / impossibilità di installazione delle turbine:** l'installazione e il montaggio delle turbine richiede la presenza di un'area pianeggiante la cui pendenza è dettata dalla tipologia di gru utilizzata. Nel paragrafo successivo sono riportate delle valutazioni aggiuntive sull'argomento.

La presenza di pendenze del terreno elevate ha una forte influenza sul campo di vento. All'aumentare della pendenza del terreno aumentano le componenti verticali di velocità del vento, la turbolenza e dunque il profilo verticale del vento si scosta dal profilo logaritmico, tipico di terreni convenzionali. In queste condizioni gli aerogeneratori sono soggetti a maggiori sollecitazioni strutturali, a maggiore fatica e necessitano di particolari accorgimenti per quanto riguarda il sistema di controllo. Nella maggior parte dei casi per terreni complessi è necessario ricorrere ad aerogeneratori certificati di classe speciale "S" (vedi norma CEI EN 61400-1), appositamente progettati per contrastare questo genere di problemi. Un parametro significativo utilizzato nei codici di calcolo per la modellazione del campo di vento è l'indice di irregolarità (Ruggedness Index - RIX) che da una misura dell'irregolarità e della complessità del terreno attorno ad una data posizione.

È possibile riferirsi anche alla pendenza media dell'area, definita come la media dei valori assoluti delle pendenze dei versanti significativi siano questi compresi nell'area in esame che nelle aree adiacenti il sito. In tale ambito fanno da guida le prescrizioni delle normative IEC e dei criteri della Germanischer Lloyd. In Figura 4 si riportano sinteticamente tali prescrizioni. Le turbine eoliche

vengono certificate per terreni a pendenza inferiore a circa il 2%, e valori di installazione superiori al 7% generalmente fanno uscire le macchine dagli ambiti di garanzia in quanto le componenti verticali del vento che nascono nei terreni complessi ne pregiudicano la vita prevista (20 anni) a causa dell'affaticamento a fatica delle parti.

Boundary conditions – Complex terrain

Complex terrain can determine detrimental vertical components of the wind speed and/or unexpected turbulence level.

Below is reported the definition in GL-guidelines 2010 (sec. 4.4.7).

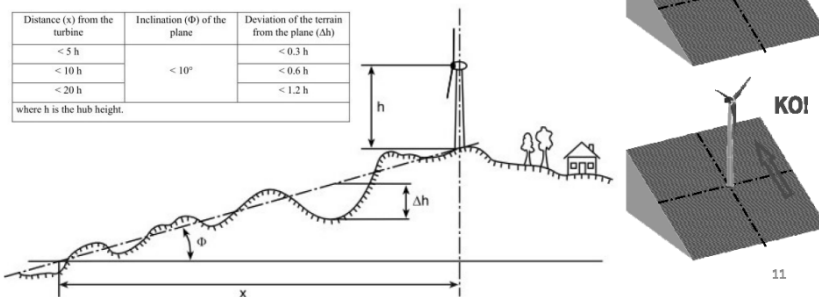


Figura 4 - Definizione di terreno complesso e linee guida.

1.3 - Aspetti logistici legati alla collocazione nei siti alpini

Le problematiche connesse ai trasporti rappresentano un aspetto estremamente importante nell'ambito della realizzazione di una centrale eolica. Il presente capitolo discute gli aspetti logistici connessi alla realizzazione di impianti eolici solamente per quanto riguarda i siti di tipo montano e i siti situati nell'entroterra.

In considerazione dell'importanza che nel territorio montano dell'Alto Adige rivestono le utenze isolate quali malghe, rifugi e semplici abitazioni, sono state incluse nello studio gli aerogeneratori adatti ad un utilizzo in isola, vale a dire adatti ad alimentare una rete locale composta da una o più utenze non connesse alla rete di trasmissione nazionale o di distribuzione.

Il trasporto in sito di parte dei componenti degli aerogeneratori di taglia medio-grande come le pale, la navicella ed i conci di torre viene per la maggior parte dei casi effettuato per mezzo di trasporti eccezionali su gomma. In taluni casi è possibile avvalersi della rete ferroviaria che permette, ove possibile, di ridurre le problematiche legate al trasporto eccezionale su gomma almeno per quanto concerne il trasferimento dei componenti dal luogo di produzione (spesso situato all'estero) almeno alla regione di destinazione se non alla città più vicina. Il trasporto dei componenti meno ingombranti, sia relativi alle macchine che alle infrastrutture di servizio alla centrale eolica, avviene con normali mezzi pesanti.

L'analisi logistica deve inoltre considerare il transito dei mezzi di supporto necessari alla realizzazione dell'impianto, come le gru per lo scarico dei materiali e per l'erezione delle macchine, le betoniere, gli scavatori ed altri mezzi minori.

La scelta del percorso da effettuare deve essere oggetto di accurate valutazioni, al fine di garantire ai mezzi di raggiungere il sito senza eccessive difficoltà e soprattutto limitando il numero di interventi da apportare alle strade ed al territorio circostante ed il numero di viaggi dei mezzi.

Nell'eventualità in cui si rendano indispensabili degli interventi in alcuni punti critici della viabilità esterna ed interna al sito è pratica comune provvedere, al termine dei lavori, al ripristino dello stato originale dei luoghi interessati dagli interventi.

Da queste considerazioni introduttive risulta chiaro che per condurre un'analisi logistica in primo luogo è indispensabile conoscere le caratteristiche tecniche di tutti i mezzi che sono coinvolti nella realizzazione di una centrale eolica, e quindi è indispensabile la conoscenza delle caratteristiche costruttive dei componenti degli aerogeneratori che devono essere trasportati ed assemblati in sito. Per tale ragione è stata condotta un'indagine presso le aziende produttrici di aerogeneratori, gru, motrici e rimorchi circa le caratteristiche costruttive dei loro prodotti disponibili sul mercato.

Lo studio degli aspetti logistici legati alla costruzione di una centrale eolica parte dalla conoscenza delle seguenti caratteristiche degli aerogeneratori che rivestono importanza fondamentale nella collocazione dei siti alpini, caratterizzati da morfologia, complesso, rete viaria non lineare e in generale minori portate e larghezza delle carreggiate. Di conseguenza risulta essenziale nella fase di progettazione la valutazione di:

- peso dei componenti;

- numero di componenti;
- ingombro dei componenti;
- sistemi di montaggio.

A tale proposito è stata condotta una ricognizione di tali dati per quanto riguarda tutti i modelli di aerogeneratori che si ritengono adatti ad un utilizzo in ambiente ad orografia complessa, dove cioè la rete viaria, gli spazi di manovra e di lavoro ridotti e le problematiche relative agli impatti di vario genere sull'ambiente circostante portano ad escludere, allo stato attuale della tecnologia, l'ipotesi di installazione dei nuovi aerogeneratori multimegawatt con lunghezze di pala eccedenti i 50-60 m. Queste macchine, infatti, sono state concepite per lo più per l'utilizzo in mare (applicazioni offshore) o in siti onshore che presentano caratteristiche di accessibilità particolarmente favorevoli viste le dimensioni e peso dei componenti non compatibili con la viabilità montana.

I dati richiesti direttamente alle case costruttrici rappresentano un campione abbastanza omogeneo delle macchine attualmente disponibili sul mercato che si differenziano per le diverse tecnologie adottate per quanto concerne il generatore (motore sincrono, asincrono), il controllo della macchina (controllo del passo o dello stallo), la torre (tubolare, a traliccio) e il rotore.

1.3.1 - Assemblaggio e messa in esercizio delle macchine

Un aspetto fondamentale per valutare l'installabilità delle turbine in ambiente montano è lo studio degli aspetti logistici, partendo dalla modalità di assemblaggio dei componenti per arrivare agli aspetti infrastrutturali che dettano i requisiti minimi. Molte tra le macchine eoliche di piccola taglia in commercio, generalmente sotto i 20 kW, vengono erette senza l'ausilio di gru bensì utilizzando dei sistemi di erezione a trazione che permettono di ruotare fino alla posizione verticale l'intera struttura adagiata sul terreno (vedi Figura 5).

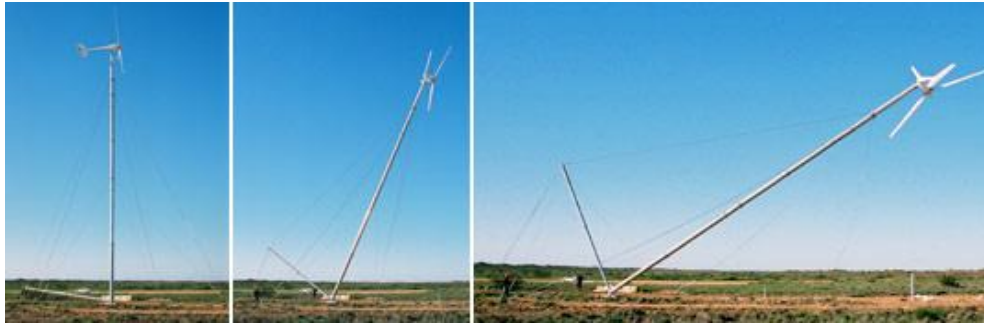


Figura 5 - Erezione con "gin pole" di un aerogeneratore da 20 kW (fonte: Westwind).

Generalmente per aerogeneratori di taglia maggiore serve l'ausilio di una autogrù, tale da permettere il sollevamento da un minimo di circa 20 m fino ad oltre 100 m di altezza di importanti masse quali quella della navicella e dei conci di torre.

Prima di descrivere le caratteristiche tecniche delle autogrù coinvolte nelle operazioni di montaggio, diamo una breve descrizione delle diverse tecniche di montaggio dei diversi componenti degli aerogeneratori.

Il montaggio dei conci di torre, che per aerogeneratori di classe medio-grande sono generalmente della lunghezza di 20-25 m ciascuno, avviene utilizzando generalmente due autogrù, una per il sollevamento e l'altra ausiliaria in fase di sollevamento verticale del tronco (vedi Figura 6).

Per l'operazione di sollevamento e posizionamento della navicella viene utilizzato un kit di sollevamento fornito dal produttore che va ad agganciare la navicella negli appositi punti di aggancio.



Figura 6 - Fasi di sollevamento (foto a sinistra) e montaggio del segmento di base della torre (foto a destra)

Per effettuare queste operazioni di montaggio non vi deve essere un vento superiore a circa 8 m/s misurato all'altezza della torre. Ci sono tre sistemi di montaggio delle pale di aerogeneratori (tripala) come riportato nelle Figura 7, 7 e 8:

- 1 le pale vengono attaccate al mozzo a terra, dopo di che il rotore completo viene sollevato e flangiato alla navicella in un movimento unico. E' l'operazione più veloce e può essere effettuata, rispetto agli altri sistemi, in condizioni di vento più gravose. Per contro è richiesta un'area di manovra molto ampia dove potere montare il rotore e quindi anche accessibile a veicoli di supporto alle operazioni;



Figura 7 – Montaggio della
navicella

- 2 il mozzo viene attaccato alla navicella e solo due pale vengono montate sulla navicella mentre questa è a terra. La navicella e parte del rotore vengono quindi alzati e montati e successivamente viene montata la terza pala. Questo sistema richiede di manovrare diversi componenti a terra e solitamente anche il riposizionamento della gru;
- 3 il mozzo viene flangiato alla navicella a terra e poi si sollevano insieme sulla torre. Si montano poi una a una le pale ruotando il mozzo di volta in volta per non dovere spostare la gru e quindi permettendo di posizionarla una volta sola.



Figura 8 - Sollevamento del rotore secondo le modalità del punto 1



Figura 9 - Montaggio del rotore secondo le modalità del punto 2

Seguendo le indicazioni riportate nelle linee guida per l'installazione delle turbine eoliche in siti onshore in Europa¹, l'installazione delle turbine avviene attraverso l'utilizzo di gru a traliccio o telescopiche. Normalmente è previsto anche l'utilizzo di una o due gru telescopiche ausiliari per facilitare le operazioni di scarico delle pale e la fase di sollevamento delle stesse. L'installazione delle navicelle può essere invece realizzata utilizzando la gru principale. Le gru possono operare con delle pendenze limite di 0.1% e 2% rispettivamente nel caso di gru a traliccio e di gru telescopiche. La massima rugosità assoluta del sito è 0.1 m. Ciò prevede che il terreno venga adeguatamente preparato e livellato precedentemente alle operazioni di costruzione della torre e di installazione delle gru.

È possibile effettuare una stima della superficie pianeggiante richiesta per l'installazione di una turbina.

- Per le **gru a traliccio**: la somma totale del braccio principale richiesto più l'eventuale lunghezza della prolunga deve corrispondere all'altezza del mozzo della turbina eolica aumentata di 10-15 m. Inoltre, il punto di attacco del braccio si trova a circa 1.5-2.0 m dal centro della ralla della gru.

- Per le **gru telescopiche**: dopo aver determinato fino a quale lunghezza estendere il braccio principale, è possibile stabilire il tipo e la lunghezza della prolunga. Successivamente, la lunghezza dell'area di montaggio sarà pari alla lunghezza totale della prolunga aumentata di circa 15 m (la lunghezza del braccio telescopico retracts), calcolata a partire dal centro della ralla.

- I bracci delle gru cingolate nelle classi da 400 a 750 tonnellate hanno una larghezza compresa tra 3.0 e 3.5 m. Per poter operare su entrambi i lati del braccio, è necessaria una larghezza totale di 5.0 m. Inoltre, deve essere realizzata una strada di accesso per i componenti della gru con una larghezza di 4.0 m.

- Le gru di supporto dovrebbero poter essere posizionate parallelamente all'area di assemblaggio del braccio e necessitano di una superficie di montaggio di circa 10.0 x 15.0 m (fare riferimento alla Figura 10).

¹ Best practice guide for transport and installation of Onshore WT systems, ESTA & VDMA
Università degli Studi di Trento

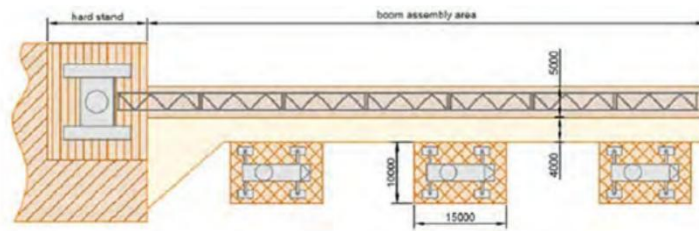


Figura 10 - Schema di assemblaggio di una gru a traliccio.

A titolo esemplificativo sono qui di seguito riportate delle caratteristiche di modelli commerciali di gru in grado di sollevare fino a 500 tonnellate. Questo è un valore compatibile con le masse previste per turbine fino a una taglia di 2 MW. Le gru telescopiche nella gamma di capacità da 500 tonnellate presentano generalmente lunghezze del braccio principale comprese tra circa 73.5 metri e 85 metri. Ad esempio:

- SANY SAC5000S: gru fuoristrada con una lunghezza massima del braccio di 84 metri (Sany Global).
- XCMG QAY500: gru fuoristrada con un braccio principale di 84 metri (Cranes XCMG).
- Liebherr LTM 1500-8.1: dotata di un braccio telescopico a 7 sezioni che si estende fino a 84 metri.

Per le gru telescopiche della gamma da 500 tonnellate, la lunghezza del sottocarro varia tipicamente tra 15 e 18 metri, a seconda del modello e del produttore. E' importante anche sottolineare che la larghezza del sottocarro è fissata nella maggior parte dei modelli a 3.5 metri, aspetto rilevante per successive valutazioni inerenti il trasporto su gomma delle turbine. Alcuni esempi:

- Liebherr LTM 1500-8.1: lunghezza totale del sottocarro circa 17.6 metri.
- SANY SAC5000S: 16 metri.
- XCMG QAY500: circa 15.6 metri.

La sezione fissa del braccio telescopico, spesso chiamata sezione base o base del braccio principale, ha generalmente una lunghezza compresa tra 9 e 12 metri per le gru nella gamma di capacità da 500 tonnellate. Questa sezione costituisce la base del braccio telescopico e ospita i meccanismi di estensione. Esempi:

- Liebherr LTM 1500-8.1: sezione base fissa di circa 10 metri.
- SANY SAC5000S: sezione base di circa 9-10 metri.
- XCMG QAY500: circa 9.5 metri.

In base a queste caratteristiche, è stato generato un foglio di calcolo che consente la valutazione della superficie necessaria per l'installazione di un generico aerogeneratore di taglia 1 MW e un diametro di 58 metri con i risultati ottenuti riportati in Tabella 2. Dai calcoli si evince come per l'assemblaggio sia richiesta una superficie di 23 x 91 m nel caso di gru a traliccio e di 15 x 32 metri nel caso di gru telescopiche. Ciò pone un ulteriore limite sulla superficie pianeggiante contigua che è richiesta per l'installazione. Le aree puntuali e pianeggianti circondate da pendii con pendenze più elevate non sono pertanto considerati siti adatti all'installazione delle turbine.

Tabella 2 - Calcolo delle dimensioni richieste per l'area di assemblaggio delle turbine.

Dati della turbina / prolunga	
Potenza di targa (MW)	1
Diametro (m)	58
Altezza del mozzo (m)	75
Lunghezza della prolunga (6 - 14 m)	6
Accompimento prolunga (1.5 -2 m)	1.5
Fattore di sicurezza (10 - 15 m)	10
Gru a traliccio	
Percorsi di accesso (3.5 m larghezza braccio + 5 m per operatori + 4 m strada)	12.5
Gru ausiliari (m)	10
Larghezza dell'area richiesta (m)	22.5
Lunghezza dell'area richiesta (m)	91
Telescopic cranes	
Lunghezza del braccio principale (m)	80

Base della gru principale (m)	10
Lunghezza dell'area di assemblamento ausiliaria (m)	6
Larghezza del sottocarro (m)	3
Lunghezza del sottocarro (m)	16
Larghezza dell'area richiesta (m)	15.5
Lunghezza dell'area richiesta (m)	32

1.3.2 – Trasporto dei componenti e connessione alla rete viaria

L'attitudine di una determinata area ad accogliere uno o più aerogeneratori non può prescindere dal suo posizionamento in relazione alle infrastrutture a servizio dell'opera stessa e indispensabili alla sua realizzazione.

Le infrastrutture indispensabili alla realizzazione di un impianto eolico sono essenzialmente la rete stradale e la rete elettrica di trasmissione o di distribuzione.

Gli aspetti che interessano la rete stradale sono essenzialmente legati all'accessibilità al sito mentre la rete elettrica deve essere valutata in funzione della distanza dal sito e delle sue caratteristiche. Entrambi questi aspetti dipendono chiaramente dalla tipologia di impianto che si intende realizzare, sia in termini di dimensione degli aerogeneratori (ingombri in fase di trasporto e di montaggio) che di numero complessivo (potenza nominale da allacciare in rete). È proprio in funzione del tipo di impianto che si deve valutare la qualità delle infrastrutture presenti o la loro lontananza dal sito.

Le strade di collegamento tra le macchine e soprattutto, la strada di accesso che collega il sito alla rete viaria esistente sono elementi determinanti e da valutare con attenzione, soprattutto per le installazioni in quota dove la realizzazione delle opere civili risulta più impegnativa.

Il Decreto Legislativo 30 aprile 1992 "Nuovo Codice della Strada" classifica le strade secondo le loro caratteristiche costruttive, tecniche e funzionali, nei seguenti tipi:

- autostrade;
- strade extraurbane principali;
- strade extraurbane secondarie;

- strade urbane di scorrimento;
- strade urbane di quartiere;
- strade locali.

Dal punto di vista dell'analisi dell'accessibilità al sito si ritiene opportuno suddividere la rete viaria in:

- strade interne di collegamento tra le macchine;
- strada di accesso che collega il sito alla viabilità esistente;
- viabilità esistente (come definita dal Decreto Legislativo 30 aprile 1992 sopracitato) che conduce alla strada di accesso al sito.

Per alcuni casi la preesistente viabilità interna al sito va semplicemente adeguata alle esigenze dei mezzi ma, generalmente, va realizzata ex novo.

Per la strada di accesso, che deve essere percorribile da mezzi pesanti adibiti al trasporto delle pale, dei conici di torre e della navicella nonché delle gru necessarie per il loro montaggio, può risultare sufficiente l'adattamento di un percorso esistente.

Al salire della quota è lecito aspettarsi un aumento, anche rilevante, delle difficoltà di trasporto e dei costi d'adattamento della strada, sia per il rarefarsi della rete viaria che per l'aumento della lunghezza dei collegamenti.

- I parametri critici che caratterizzano, dal punto di vista di questo studio, la rete viaria sono:
- Larghezza della sede stradale;
- Presenza di allargamenti in corrispondenza delle curve e di aree sgombrare lungo il margine del tracciato stradale ove possano sconfinare gli automezzi;
- Impedimenti localizzati (strettezze, gallerie, ponti, ecc.);
- Pendenze massime;
- Raggi di curvatura;
- Portata per asse;
- Tipologia e stato del fondo stradale.

Se è difficile potere pensare di modificare la viabilità esistente per andare incontro alle esigenze logistiche della realizzazione di un parco eolico, è pratica comune compiere interventi più o meno importanti, sia temporanei che definitivi, sulla strada di accesso al sito, sia essa pubblica che privata (vedi **Figura 11**).

Naturalmente ogni situazione di accesso al sito deve essere esaminata in dettaglio ed è difficile dare dei valori ai parametri di riferimento sopraccitati validi in modo assoluto.



Figura 11 - Esempio di intervento temporaneo sulla strada di accesso al sito per consentire il transito in sicurezza dei mezzi di trasporto (fonte: tauernwind).

In Tabella 3 sono riportati i risultati dell'indagine condotta presso i costruttori di aerogeneratori circa le caratteristiche che deve avere la rete viaria, differenziando tali richieste per classi di taglia di potenza degli aerogeneratori. Naturalmente i dati riportati sono indicativi e passibili di variazioni, in quanto variano per ogni costruttore in funzione delle caratteristiche costruttive dell'aerogeneratore e dei veicoli di cui si dispone per il trasporto dei componenti.

Tabella 3 - Caratteristiche della strada di accesso richieste dai costruttori di aerogeneratori di diversa taglia di potenza

<i>Strada di accesso al sito</i>	<i>classe aerogeneratore 800 kW</i>	<i>classe aerogeneratore 1.3 MW</i>	<i>classe aerogeneratore 2.3 MW</i>
Larghezza della strada	min 4 m	min 4.5 m	min 5 m
Larghezza libera da ingombri	min 5.5 m		
Altezza libera da ingombri	min 4.65 m	min 5 m	min 5.7 m

Raggio di curvatura esterno	min 25	min 23 m	min 25 m
Raggio di curvatura interno	min 21	min 18 m	min 18 m
Raggio di curvatura verticale della strada	ND	max ~510 m (dislivello di 30 cm su un livello di 35 m)	max ~510 m (dislivello di 30 cm su un livello di 35 m)
Aree sgombre interne alla curva	ND	min 7 m	min 7 m
Aree sgombre esterne alla curva	ND	min 5 m	min 6 m
Pendenza per strada asfaltata	max 12%	max 9% (11% per tratti brevi)	max 9% (11% per tratti brevi)
Pendenza per strada sterrata	max 6%	max 6%	max 6%
Pendenza trasversale	max 2,5%	max 2%	max 2%
Pendenza curve con $R < 40$ m	ND	0 %	0 %
Portata per asse	12 t (30 t per strade interne di collegamento)	12 t (30 t per strade interne di collegamento)	12 t (30 t per strade interne di collegamento)
Capacità di carico sottosuolo	$\geq 45 \text{ MN/m}^2$	$\geq 45 \text{ MN/m}^2$	$\geq 45 \text{ MN/m}^2$
Capacità di carico copertura	$\geq 100 \text{ MN/m}^2$	$\geq 100 \text{ MN/m}^2$	$\geq 100 \text{ MN/m}^2$
Pressione superficiale della gru	$\leq 185 \text{ kN/m}^2$	$\leq 185 \text{ kN/m}^2$	$\leq 185 \text{ kN/m}^2$

Generalmente la strada di accesso, i ponti e le aree di manovra devono essere costruite in modo tale da consentire la percorribilità a veicoli con una massa per asse di 12 t ed un peso totale massimo di 96 t.

Per esigenze di manutenzione il generatore deve rimanere accessibile dai veicoli di servizio, camion e gru in ogni momento, anche dopo che l'installazione è stata completata.

Le pendenze delle strade non dovrebbero superare l'11% circa, anche se al di sopra di questo valore è possibile utilizzare più motrici in serie per il trasporto dei componenti (vedi appendice B).

In Figura 12 è riportato uno schema in cui sono evidenziate le aree che devono essere mantenute libere all'interno di curve e deviazioni del tracciato stradale al fine di consentire il passaggio dei componenti di aerogeneratori compresi tra gli 800 kW ed i 2000 kW di potenza.

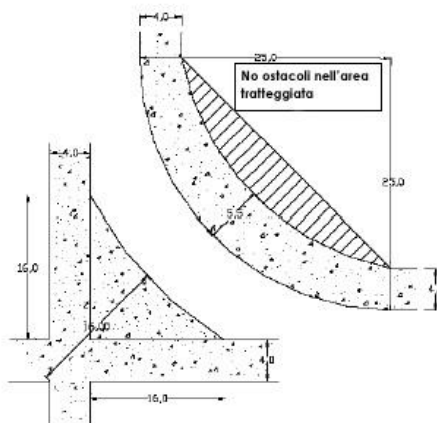


Figura 12 - Schema di deviazione e curva del tracciato stradale con indicati gli spazi di manovra necessari per il transito dei veicoli che trasportano i componenti di aerogeneratori compresi tra gli 800 ed i 2000 kW (fonte: Enercon A/G).

L'utilizzo di rimorchi speciali per il trasporto dei componenti permette, ove sia possibile il loro impiego, di aumentare il grado di accesso al sito, grazie soprattutto ai minori valori dei raggi di curvatura che tali mezzi consentono di ottenere e che devono essere valutati di volta in volta e per ogni specifico trasporto.

1.3.3 - Connessione degli aerogeneratori con la rete elettrica

La rete elettrica è definita come l'insieme di impianti, linee e stazioni per la movimentazione di energia elettrica e la fornitura dei necessari servizi ausiliari. Il ruolo della rete elettrica, infatti, è quello di accogliere il lavoro elettrico immesso da tutti i generatori e trasferirlo così alle utenze. I sistemi elettrici così come noi li conosciamo consistono in impianti di grossa taglia (termici,

nucleari, idroelettrici) ed estese reti di trasmissione e di distribuzione. La domanda di potenza è variabile e la generazione risponde a questa incrementando o decrementando il suo output.

Lo sviluppo della generazione distribuita pone dei problemi per i sistemi elettrici e per la loro gestione. In particolare, i problemi causati dalla fonte eolica e condivisi anche per altre fonti di energia distribuita sono i seguenti:

- la produzione di energia è fluttuante: entro certi limiti può essere controllata e/o prevista ma in molti casi ciò non è possibile, e se è possibile è una previsione a breve termine. Ciò rappresenta un problema per il gestore della rete.
- La produzione dell'energia eolica può essere localizzata lontano dalla domanda di energia o lontano da sistemi di generazione tradizionali. Questo significa che è necessario intervenire sulle infrastrutture di trasmissione o distribuzione esistenti.
- Le caratteristiche tecniche della generazione da fonte eolica non corrispondono a quelle delle forme di generazione convenzionale, attorno alle quali è stato costruito e si è evoluto il sistema elettrico esistente.

Tali problematiche sono comuni alla connessione di ogni impianto di generazione non convenzionale. Per la generazione da fonte eolica i problemi sorgono forse in modo più diffuso per le seguenti ragioni:

- 1 è una tecnologia relativamente recente e le procedure sviluppate per le tecnologie antecedenti non sono applicabili;
- 2 la potenza in uscita è variabile e poco prevedibile;
- 3 il fattore di utilizzazione è più basso rispetto alle altre forme di generazione cosicché i costi di connessione, tipicamente legati al valore di questo fattore, richiedono un impegno di investimento maggiore;
- 4 spesso i siti eolici sono lontani dalle linee più robuste della rete elettrica.

La presenza della generazione distribuita nelle reti di distribuzione pone delle sfide dettate principalmente dai seguenti aspetti:

- la generazione distribuita aggiunge un ulteriore insieme di circostanze (piena generazione/nessuna generazione) alle quali la rete deve fare fronte, senza influire negativamente sulla qualità del servizio offerto ai clienti;

- la variazione dei flussi di potenza attiva e reattiva, che possono interessare le apparecchiature di controllo e di protezione della rete;
- le procedure di progettazione e di funzionamento che non si rivelano più adeguate e necessitano di modifiche.

Per contro, la generazione distribuita arreca anche dei benefici alla rete di distribuzione, che includono:

- riduzione delle perdite di rete, in molte situazioni;
- rinviare o evitare il rinforzo della rete in altro modo richiesti per il raggiungimento degli standard di qualità del servizio.

Per affrontare questi temi, le reti di distribuzione richiedono una gestione più attiva. Questo implica maggiori costi e richiede lo sviluppo di appropriate apparecchiature e principi di progettazione.

Come anticipato la tecnologia eolica differisce per diversi aspetti dalle forme convenzionali di generazione elettrica. Le differenze chiave possono essere individuate anche nella piccola taglia delle singole unità di generazione, nella natura variabile della risorsa vento e nella tipologia di generatori elettrici utilizzati. Tutti e tre questi aspetti vengono di seguito considerati:

Unità di generazione di piccole dimensioni: significa che sia i parchi eolici che le singole turbine sono di solito connesse a reti con livelli di tensione non elevata piuttosto che a reti di trasmissione ad alta tensione e questo significa che devono essere affrontati una serie di problemi relativi ai flussi di potenza ed ai sistemi di protezione. Date queste premesse si intuisce come tutti i problemi riguardanti la sicurezza elettrica siano un argomento rilevante.

Variabilità: La variabilità della risorsa eolica è spesso percepita come un ostacolo, ma in effetti essa pone pochi problemi. La variabilità nella produzione non causa nessuna difficoltà al sistema elettrico, dato che non è di solito rilevabile sovrapposta alle normali variazioni di generazione e domanda. Con percentuali rilevanti di potenza generata da eolico, approssimativamente il 30% o più della domanda, possono comunque essere trovate delle soluzioni a basso costo. Qualche sistema isolato opera con alte quote di energia eolica. La variabilità deve essere tenuta in conto a livello locale, per assicurarsi che i consumatori non siano disturbati dall'effetto "flicker". Tale problema può comunque essere risolto con un'appropriata progettazione dell'impiantistica elettrica.

Proprietà elettriche: molte delle turbine oggi sul mercato hanno dei generatori ad induzione. Questi estraggono potenza reattiva dalla rete, necessitando una attenta valutazione dei flussi di potenza elettrica. Altre macchine, comunque, sono in grado di condizionare l'output elettrico e fornire un fattore di potenza controllabile. Questo è un vantaggio, specialmente nelle aree rurali, dove può non essere desiderabile richiedere potenza reattiva dalla rete.

Il progresso nella tecnologia delle turbine eoliche ed il risultato degli ultimi due decenni di ricerca hanno fatto sì che l'integrazione di singole turbine o parchi eolici nella rete elettrica generalmente pone pochi problemi o permette di trovare delle soluzioni tecniche a costi accettabili. Le caratteristiche delle reti e delle turbine devono nondimeno essere valutate ma ora c'è un notevole bagaglio di esperienza dal quale attingere. Il fatto che la Danimarca stia pianificando di produrre più del 30% del suo fabbisogno elettrico dall'energia eolica testimonia il fatto che il potenziale di questo tipo di generazione è considerevole.

Tabella 4 - Indicazioni di carattere generale circa i limiti di potenza da generazione distribuita allacciabile alla rete (fonte:EWEA).

Punto di connessione	Massima capacità di generazione tipicamente allacciabile alla rete
Bassa tensione	Fino a 300 kW
Valori minimi di tensione del sistema di distribuzione (tipicamente 10 - 11 kV)	Fino a 2 MW o se possibile fino a 5 MW nelle vicinanze del trasformatore che alimenta la rete
Valori massimi di tensione del sistema MT (tipicamente 20 - 35 kV): linee aeree e in cavo esistenti	Da 10 a 15 MW.
Valori massimi di tensione del sistema MT (20 - 35 kV): sbarra MT di cabina primaria esistente	Probabilmente accetta più potenza dei trasformatori, fino a 60 MW.
Sistema AT (70-150 kV): linee aeree e in cavo esistenti	Un limite tipico è 100 MW
Sistema AT (70-150 kV): sbarra AT di cabina primaria esistente	Un limite tipico sono diversi centinaia di MW

150 kV	Sistema AAT >	Non è possibile fare nessuna generalizzazione
--------	---------------	---

1.3.4 - Generazione e trasmissione della potenza eolica

Le turbine eoliche convertono l'energia del vento in energia elettrica, che è introdotta nel sistema. La connessione di turbine eoliche alle reti è possibile a diversi livelli di tensione della rete: a bassa, media, alta così come ad altissima tensione. Mentre la maggior parte delle turbine finora installate sono connesse a sistemi a media tensione, in futuro i grandi parchi eolici, soprattutto quelli offshore, saranno connessi a sistemi ad alta od altissima tensione.

I progettisti di un parco eolico, così come ogni altro sostenitore del progetto, vorrebbero disporre del migliore punto di connessione dell'impianto alla rete elettrica. Migliore spesso significa il meno costoso, ma anche in alcune circostanze il più affidabile o il più veloce da realizzare. In alcuni casi la capacità della rete elettrica presso il punto di connessione impone la taglia massima degli aerogeneratori.

Le reti di distribuzione sono progettate per un flusso di potenza verso il basso, ovvero dalla centrale di produzione verso il consumatore. La generazione distribuita, e con essa gli impianti eolici, cambia il valore del modulo, e qualche volta anche il verso, del flusso di potenza che percorre la rete di distribuzione, facendo insorgere dunque dei problemi tecnici.

Va aggiunto che l'alto costo di capitale per l'allacciamento in alta tensione induce a considerare questa modalità di allacciamento solo per i progetti più grandi (almeno > 10 MW) o dove la rete AT è più vicina rispetto alla rete MT. Le problematiche della rete di trasmissione verso la generazione distribuita sono ad ogni modo le stesse, con la differenza però che la maggior robustezza della rete di trasmissione non permette il generarsi dei problemi tecnici sopra citati. E' interessante notare che la realizzazione di impianti eolici avviene generalmente in tempi assai più rapidi che non per la costruzione degli altri impianti convenzionali di generazione e la realizzazione o il rinforzo dei sistemi di trasmissione e distribuzione. Gli impianti eolici possono essere connessi sia alla rete di alta tensione AT (tensione > 35 kV) che a quella di media tensione MT (tensione 1 kV – 35 kV) e bassa tensione BT (tensione <1kV).

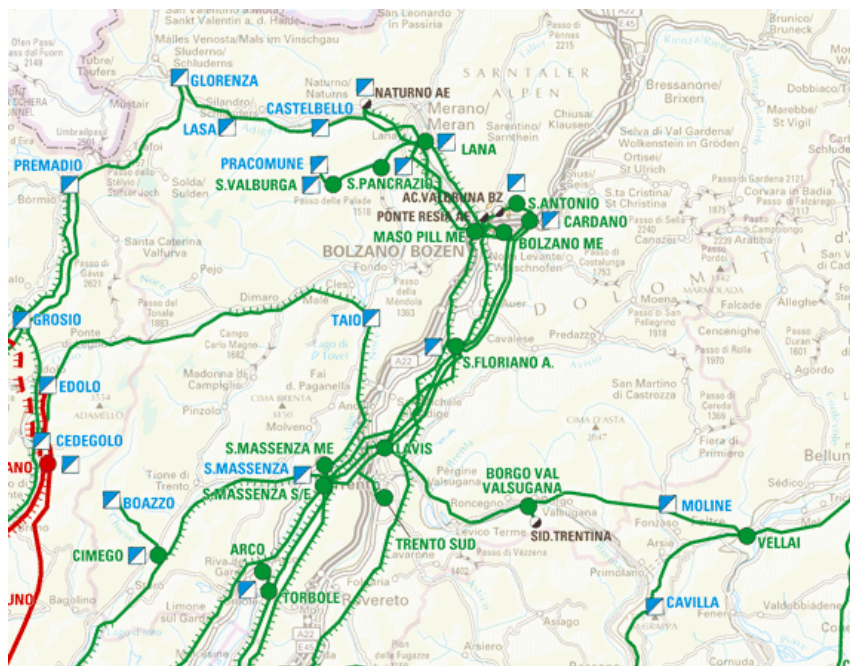


Figura 13 - Reticolo della Rete di Trasmissione Nazionale AT 220- kV dell'Alto Adige (fonte Terna).

Ovviamente la scelta del tipo di rete e del punto di connessione è funzione di molti fattori, tra cui sicuramente la potenza nominale dell'impianto. La maggior parte degli impianti eolici europei sono connessi alla rete di distribuzione, ma la tendenza a realizzare centrali con potenze sempre maggiori porterà ad aumentare il numero di connessioni alla rete di trasmissione. Si possono dettare alcune indicazioni di carattere generale, approssimate per eccesso, che indicano la quota di potenza proveniente dalla generazione distribuita che può essere allacciata alla rete elettrica (Tabella 4).

Non sempre gli operatori di rete hanno dimestichezza con la generazione distribuita ed in particolare con il carattere di intermittenza della generazione da fonte eolica. I requisiti e le procedure di progettazione degli operatori di rete non sono stati scritti tenendo a mente l'utilizzazione dell'energia eolica ed i criteri di allacciamento alla rete possono risultare a volte poco chiari. La robustezza delle linee di trasmissione di solito decresce col decrescere della densità di popolazione. Le aree dove vengono installate le macchine eoliche sono spesso regioni con bassa densità di popolazione e con una bassa capacità di trasmissione delle linee. Anche per questo la regolazione delle centrali è fondamentale per permettere al vento di manifestare il suo pieno potenziale (vedi Figura 13).

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

1.3.5 – Soluzioni di connessione alla rete

Le normative nazionali, il codice di rete e le guide tecniche degli operatori di rete contengono le regole per individuare le possibili soluzioni tecniche di connessione, sia ad un livello di pianificazione sia per la progettazione e la realizzazione:

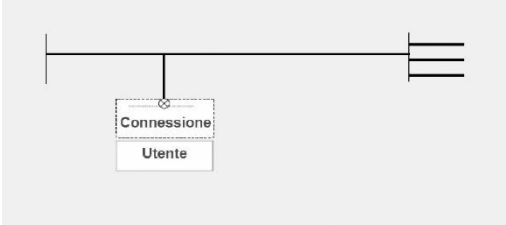
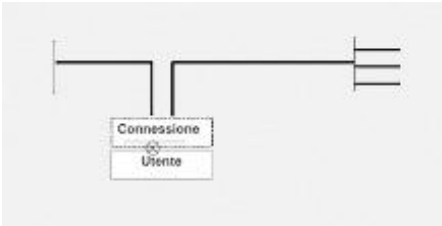
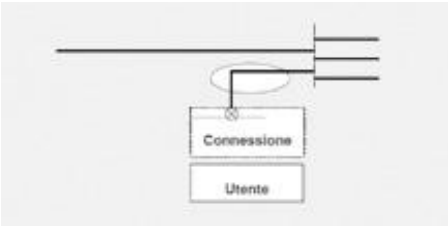
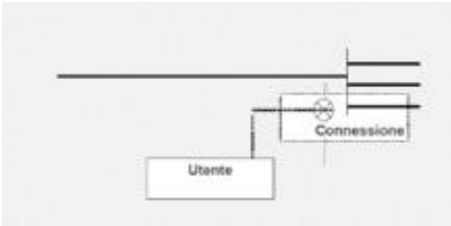
1. taglie massime e minime ammesse degli impianti differenziate per livelli di tensione;
2. livello di tensione al quale l'utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia dell'impianto, alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete interessata;
3. schema di inserimento dell'impianto (in linea o in stazione);
4. schema di connessione (derivazioni e sistemi di sbarra);
5. impiego organi di manovra ed interruzione in relazione alla manutenzione ed alla protezione;
6. definizione dell'impianto di consegna, confini funzionali e di proprietà tra gli impianti nonché di tutti gli elementi tecnici e le condizioni da riportare in accordi complementari e documenti contrattuali.

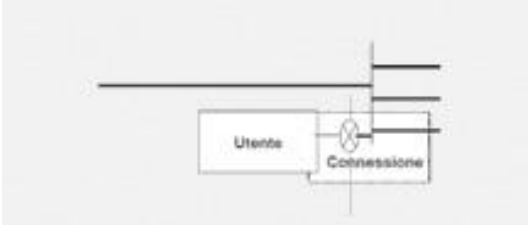
Gli schemi di principio per il collegamento sono classificati in base all'inserimento dell'impianto nella rete, alla tipologia dei sistemi di sbarra della stazione di consegna e in base agli organi di manovra e di interruzione adottati. A titolo di esempio si riportano in Tabella 5 alcuni schemi di collegamento in relazione all'inserimento, dal "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" (TERNA).

In relazione ai sistemi di sbarra le soluzioni possono essere: assenza di sbarre, semplice sbarra, doppia sbarra.

In relazione agli organi di manovra e di interruzione: soluzioni normali, soluzioni ridotte, soluzioni ampliate.

Tabella 5 - Schemi esemplificativi di collegamento alla rete elettrica.

Inserimenti su linee esistenti	Collegamento in "DERIVAZIONE RIGIDA"  Limiti massimi di tensione della linea a cui collegarsi, limiti massimi di potenza collegabili. Vantaggi: è il metodo più semplice ed il meno oneroso Svantaggi: minor affidabilità, minor continuità di servizio
	Collegamento in "ENTRA-ESCE"  Può essere eseguito con due linee separate o con due linee a doppia terna. Con le due linee separate si ha maggior flessibilità in caso di manutenzione
Inserimenti su stazioni esistenti	Collegamento in "ANTENNA" (con linea di Trasmissione) 
	Collegamento in "ANTENNA" (con linea di Utente) 

	Collegamento in "S.E. ADIACENTE" 
	Collegamento in "DOPPIA ANTENNA" Schema equivalente ad un inserimento "ENTRA-ESCE", con la nuova stazione di consegna collegata a due stazioni di connessione diverse per il tramite di due nuove linee

2 - INTERAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE CON L'AMBIENTE

Sebbene lo studio dell'interazione degli aerogeneratori con l'ambiente circostante faccia parte degli aspetti caratteristici dell'utilizzazione del potenziale nel territorio montuoso, questa discussione merita una trattazione autonoma. Infatti, aspetti critici quali prossimità con aree naturalistiche, impatto visivo, interazione con fauna, emissioni rumorose dovranno essere accuratamente valutati. Gli aspetti di accettabilità sociale verranno trattati separatamente nella prossima sezione.

2.1 – Considerazioni generali

L'utilizzazione dell'energia eolica ha verso l'ambiente degli impatti sia positivi che negativi. Per quanto concerne gli aspetti positivi, l'energia eolica viene generalmente considerata favorevolmente rispetto all'ambiente, specialmente quando viene confrontata con le emissioni dei grossi impianti convenzionali per la produzione di energia elettrica. In Tabella 6 è riportata una stima delle emissioni dirette delle centrali convenzionali alimentate a carbone ed a gas ed il confronto con le emissioni, nulle, delle centrali eoliche.

Tabella 6 - Emissioni medie dirette da impianti di produzione di energia elettrica a carbone, gas ed eolico
(fonte: Wind Energy Explained).

Emissioni	Carbone kg/MWh	Gas kg/MWh	Eolico kg/MWh
Ossidi di Zolfo	1.2	0.004	0
Ossidi di Azoto	2.3	0.002	0
Particolato	0.8	0	0
Anidride carbonica	865	650	0

Naturalmente vi sono anche delle emissioni indirette associate alla produzione degli aerogeneratori e dei componenti ausiliari delle centrali eoliche, nonché alla loro erezione, funzionamento e smantellamento. Ad ogni modo tali emissioni indirette (che derivano dalla cosiddetta *Life Cycle Assessment*) sono di un ordine di grandezza inferiori rispetto alle stesse emissioni indirette associate alle fonti di generazione convenzionali. Solitamente i benefici

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

ambientali associati all'utilizzazione dell'energia eolica vengono valutati attraverso il calcolo delle emissioni evitate, che si avrebbero nel caso dell'utilizzo di fonti tradizionali.

Alcuni aspetti negativi devono comunque essere considerati, specialmente in aree popolate e di elevato valore paesistico.

Tenendo ben presente gli aspetti positivi derivanti dall'utilizzazione dell'energia del vento, verranno in seguito illustrati i potenziali aspetti ambientali negativi associati all'installazione di centrali eoliche composte da uno o più aerogeneratori.

Gli aspetti negativi possono essere divisi nelle categorie seguenti:

- interazione degli aerogeneratori con l'avifauna;
- impatto visivo degli aerogeneratori;
- emissioni sonore degli aerogeneratori;
- impatti sull'occupazione del suolo dei sistemi eolici;
- ulteriori considerazioni sugli impatti.

Allo stato attuale i primi tre aspetti rappresentano senza dubbio le più sentite tematiche ambientali con le quali si devono confrontare i progetti di sviluppo di nuove centrali eoliche.

I suddetti impatti potenziali sono stati approfonditi nei paragrafi successivi, sviluppandone i seguenti aspetti:

- definizione dell'impatto;
- sorgente dell'impatto;
- quantificazione e misura dell'impatto;
- esempio di analisi ambientale;
- bibliografia di riferimento o strumenti che si occupano del problema.

Molti degli impatti citati devono essere affrontati e discussi nella fase preliminare dello sviluppo del progetto, detta di "*permitting*". In funzione delle regolamentazioni ambientali vigenti a livello locale è possibile che uno o più degli aspetti di cui sopra possano richiedere indagini dettagliate o valutazioni di impatto ambientale.

Nei paragrafi successivi sono discusse le principali tematiche ambientali che sorgono a seguito della realizzazione di centrali eoliche e, dove possibile, sono stati forniti il maggior numero di riferimenti bibliografici utili all'approfondimento di ciascuna di esse.

2.2 – Emissioni sonore

Il rumore, da un punto di vista dell'impatto sull'ambiente circostante, può essere definito come ogni suono indesiderato. Nel campo dell'energia eolica è senza dubbio la problematica ambientale che dal punto di vista ingegneristico è stata più studiata.

Tabella 7 - Livelli sonori generati da differenti sorgenti di rumore.

Sorgente	Distanza dalla sorgente (m)	Livello sonoro (dba)	Rumore ambientale	Soggettività/impressione
Sirena	140-130			Soglia del dolore
Decollo di un jet	61	120		
		110	concerto rock	molto forte
Battipalo	15	100		
Sirena dell'ambulanza	31	90		
Treno merce	15	80		
Martello pneumatico	15	80	rotativa	forte
Traffico autostradale	31	70		moderatamente forte
Aspirapolvere	31	60	Centro di elaborazione dati magazzino/ufficio	
Traffico leggero	31	50	ufficio privato	silenzioso
WT>1MW	200	49		
WT>1MW	300	45		
Grande trasformatore	61	40		
Sussurro	2	30	stanza da letto silenziosa	
	20		studio di registrazione	
	10			soglia dell'udito
	0			

Il rumore percepito è funzione della sua intensità, della frequenza, della distribuzione di frequenza, del tipo di sorgente sonora, del livello sonoro di sottofondo, del tipo di terreno tra sorgente sonora e recettore, della natura del recettore (vedi Tabella 7). L'effetto del rumore sulle persone è classificato in tre grandi categorie:

- effetti soggettivi come fastidio, disturbo, malcontento;
- interferenza con attività come il parlare, dormire, studiare, ecc.;
- effetti fisiologici come ansia, acufeni, perdite di udito.

In quasi tutti i casi i livelli sonori associati al rumore ambientale rientrano nelle prime due categorie. I lavoratori degli stabilimenti industriali possono subire effetti della terza categoria. Il rumore generato dal funzionamento delle centrali eoliche è considerevolmente di livello molto differente rispetto al rumore generato dalle grosse centrali elettriche convenzionali, che possono essere classificate come sorgenti di rumore di tipo industriale.

Gli aerogeneratori sono spesso installati in zone rurali remote, con caratteristiche proprie del livello sonoro dell'ambiente. Infatti se il rumore può essere un problema per le persone che abitano nelle vicinanze degli aerogeneratori, buona parte del rumore emesso dalle turbine viene mascherato sia dal rumore di sottofondo dell'area antropizzata sia dal rumore di sottofondo del vento stesso. I fattori significativi che caratterizzano l'emissione e la propagazione del rumore prodotto dagli aerogeneratori sono riportati nella Tabella 8 seguente.

Tabella 8 - Fattori di studio delle emissioni sonore degli aerogeneratori.

<u>Sorgente di rumore</u>	<u>Percorso di propagazione</u>	<u>Ricevitore</u>
Aerodinamico	Distanza	Rumore ambientale
Meccanico	Gradiente di velocità del vento	Esposizione interna/esterna
	Assorbimento	Vibrazioni degli edifici
	Terreno	

Il rumore della turbina è prodotto sia dagli organi di trasmissione, in particolare dal riduttore, sia soprattutto dalle pale, e precisamente dai vortici che si staccano dal bordo di uscita e fanno risuonare la struttura stessa della pala.

Va sottolineato che lo studio delle emissioni sonore non va effettuato solamente per quanto riguarda il periodo di funzionamento della macchina, ma anche nelle fasi di costruzione e di smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile, dove spesso si è potuto constatare il verificarsi degli impatti maggiori. E' pratica comune che vengano richiesti ai proponenti di impianti eolici studi dell'impatto acustico sull'ambiente circostante, comprendenti mappe previsionali, campagne di misura, strategie di mitigazione degli effetti, definizione di zone di protezione, modifiche sull'aerogeneratore ed altro ancora. Uno studio di valutazione delle emissioni sonore prodotte da uno o più aerogeneratori affinché possa ritenersi completo ed esaustivo deve sviluppare i seguenti tre punti:

- indagine sul rumore di fondo ambientale esistente ante operam;
- predizione (o misura) del rumore emesso dagli aerogeneratori nel sito e nelle vicinanze;
- studio sulla accettabilità dei livelli sonori emessi.

2.2.1 - Meccanismi di generazione del rumore degli aerogeneratori

Il rumore è generato da numerosi meccanismi ed è sempre associato a rapide e piccole fluttuazioni di pressione che vengono percepite dall'orecchio umano. Le sorgenti di rumore di un aerogeneratore in condizioni di funzionamento possono essere suddivise all'interno di due categorie: aerodinamiche e meccaniche. Il rumore aerodinamico è prodotto dal fluire dell'aria sulle pale della turbina. Le fonti primarie del rumore meccanico sono il moltiplicatore di giri ed il generatore. Il rumore meccanico viene trasmesso attraverso le superfici esterne della struttura della turbina all'ambiente.

Rumore aerodinamico: questo genere di rumore è originato da un grande numero di fenomeni fluidodinamici complessi. Questi fenomeni generalmente aumentano il loro effetto con l'aumentare della velocità in apice della pala. Il carattere dell'emissione sonora è del tipo a banda larga e tipicamente rappresenta la sorgente predominante del rumore generato dalla turbina. In condizioni di vento particolarmente turbolento le pale possono emettere rumore a bassa frequenza generato dalle brusche deformazioni dovute alla forte variabilità del vento. Nel caso di aerogeneratori con la turbina posta sottovento, l'effetto di disturbo della torre di sostegno induce un rumore impulsivo in corrispondenza di ogni passaggio delle pale sottovento alla torre.

Rumore meccanico: esso è generato dal movimento dei componenti meccanici e dalla reazione dinamica tra di essi. Le principali sorgenti di rumore sono:

- moltiplicatore di giri;
- generatore;
- azionatori di imbardata;
- ventilatori di raffreddamento;
- apparecchiature ausiliare;

La caratteristica del rumore associato alla rotazione delle parti meccaniche ed elettriche tende ad essere di tipo tonale, anche se può avere una componente a banda larga. Ad esempio toni puri possono essere emessi dalle frequenze di rotazione di assi e generatori e dalle frequenze con cui gli ingranaggi si accoppiano.

Il mozzo, il rotore e la torre inoltre possono agire da cassa armonica, trasmettendo e amplificando il rumore meccanico. La diffusione del rumore può avvenire sia attraverso l'aria (*air borne - a/b*), propagato direttamente dalle superfici dei componenti all'aria stessa, che attraverso le strutture (*structure borne s/b*), ovvero il rumore viene trasmesso direttamente ad altri componenti strutturali prima di essere propagato nell'aria.

2.2.2 - Previsione delle emissioni sonore

La previsione delle emissioni sonore di uno o più aerogeneratori per determinate condizioni di funzionamento è uno degli aspetti più importanti dell'analisi ambientale. Vista la complessità, la soluzione del problema non è semplice e dipende dal tempo e dalle risorse che ad esso è possibile destinare. Vi è inoltre da tenere in considerazione che la tecnologia degli aerogeneratori è in costante sviluppo, cosicché le tecniche di previsione basate su dati sperimentali raccolti non riflettono lo stato dell'arte ultimo dei moderni aerogeneratori. Per ovviare a questi problemi i ricercatori hanno sviluppato dei modelli analitici e codici di calcolo per la predizione delle emissioni sonore dei singoli aerogeneratori.

In generale questi modelli possono essere suddivisi nelle tre seguenti categorie:

- Classe 1. Questa classe di modelli dà una semplice stima del livello sonoro totale espresso in funzione di parametri di base della macchina (diametro del rotore, potenza, velocità del vento). Essi rappresentano delle regole grossolane semplici e facili da utilizzare.

- Classe 2. Questi modelli considerano i tipi di emissioni sonore precedentemente descritte e rappresentano lo stato dell'arte attuale degli aerogeneratori.
- Classe 3. Questi modelli sono raffinati in quanto descrivono i meccanismi di generazione del rumore e gli mettono in relazione con una dettagliata descrizione della geometria del rotore e dell'aerodinamica.

Per i modelli di classe 1 ci sono delle relazioni empiriche che sono state utilizzate per la stima del livello di potenza sonora, quali:

$$L_{WA} = 10(\log_{10} P_{WT}) + 50$$

$$L_{WA} = 22(\log_{10} D) + 72$$

$$L_{WA} = 50(\log_{10} V_{TIP}) + 10(\log_{10} D) - 4$$

dove L_{WA} è il livello di potenza sonora ponderata A, V_{TIP} è la velocità all'apice della pala del rotore (m/s), D è il diametro del rotore e P_{WT} è la potenza nominale dell'aerogeneratore in Watt. Le prime due equazioni rappresentano i più semplici e meno curati modelli (sviluppati per le vecchie macchine) di predizione delle emissioni sonore basati sulla potenza o sul diametro del rotore della macchina. La terza equazione rappresenta una regola approssimata secondo la quale il rumore aerodinamico dipende dalla quinta potenza della velocità all'apice della pala. Per una approfondita discussione dei modelli di classe 2 e 3 si rimanda al testo di Wagner, Bareib, Guidati "*Wind turbine noise*" (1996).

Nel caso di siti con più aerogeneratori si deve tenere in considerazione che la scala decibel è di tipo logaritmico. La relazione da adottarsi per la valutazione della sovrapposizione degli effetti di due livelli di pressione sonora L_1 e L_2 è:

$$L_{totale} = 10 \log_{10} (10^{\frac{L_1}{10}} + 10^{\frac{L_2}{10}})$$

Questa relazione ha due importanti implicazioni:

- la somma di livelli di pressione sonora di uguale valore incrementa il livello totale di 3 dB;
- se il valore assoluto di $L_1 - L_2$ è maggiore di 15 dB, la somma del livello di pressione sonora minore ha effetti trascurabili.

La relazione precedente può essere generalizzata per N sorgenti di rumore:

$$L_{totale} = 10 \log_{10} \sum_{i=1}^N 10^{\frac{L_i}{10}}$$

2.2.3 - Propagazione delle emissioni sonore

Per predire il livello di pressione sonora ad una certa distanza da una sorgente di cui è noto il livello di emissione, è necessario considerare le modalità di propagazione delle onde sonore. I fattori più importanti che intercorrono alla propagazione del rumore sono:

- il tipo di sorgente del rumore;
- la distanza dalla sorgente;
- la velocità del vento;
- la temperatura dell'aria;
- l'umidità;
- le precipitazioni;
- la presenza di barriere e insediamenti abitativi.

Per il caso di un singolo aerogeneratore è possibile valutare il livello di pressione sonora assumendo una propagazione sferica, che indica una riduzione del livello di pressione sonora di 6 dB al raddoppiare della distanza. Se la sorgente è su una superficie riflettente e perfettamente orizzontale è possibile assumere che la propagazione sia emisferica, che equivale ad una riduzione del livello di pressione sonora di 3 dB al raddoppiare della distanza. Inoltre devono essere tenuti in considerazione gli effetti dell'assorbimento atmosferico e del terreno, entrambi dipendenti dalla frequenza del segnale e dalla distanza tra la sorgente e l'osservatore. L'effetto del terreno è funzione del coefficiente di riflessione del terreno e dell'altezza del punto di emissione.

Le emissioni sonore degli aerogeneratori hanno delle peculiarità: prima di tutte l'altezza della sorgente è generalmente più alta, almeno di un ordine di grandezza, delle sorgenti di rumore convenzionali; in secondo luogo la direzione prevalente del vento può causare differenze consistenti nei livelli di pressione sonora tra posizioni sopravento e sottovento alla macchina. Un modello accurato di propagazione delle emissioni sonore deve considerare i seguenti fattori:

- caratteristiche della sorgente (direzionamento, altezza, ecc.);
- distanze tra osservatore e sorgente;
- assorbimento atmosferico;

- effetto del terreno (riflessione del suono sul terreno in relazione alla copertura, proprietà del terreno, ecc.);
- propagazione in terreni complessi;
- effetti meteorologici (variazione con l'altezza della velocità del vento e della temperatura).

Un semplice modello di propagazione emisferica delle emissioni sonore su di una superficie riflettente, che include anche l'assorbimento atmosferico, è dato dalla relazione:

$$L_p = L_w - 10 \log_{10}(2\pi R^2) - \alpha R$$

dove L_p è il livello di pressione sonora (dB) alla distanza R dalla sorgente sonora che emette con un livello L_w (dB) e α è il coefficiente di assorbimento acustico dipendente dalla frequenza.

2.2.4 - Metodi di riduzione delle emissioni sonore di aerogeneratori

Gli aerogeneratori possono essere progettati o modificati in modo tale da minimizzare le emissioni sonore generate dalle parti meccaniche. Ciò comporta la realizzazione di finiture speciali per i denti degli ingranaggi del moltiplicatore di giri, l'utilizzo di ventilatori a bassa velocità, allocazione dei componenti sulla navicella invece che alla base torre, aggiunta di pannelli ed isolamenti acustici sulla navicella, utilizzo di giunti e spessori antivibranti per i componenti principali ed una progettazione della turbina che impedisca la propagazione e la trasmissione del rumore attraverso la struttura.

Se l'aerogeneratore è stato progettato in modo appropriato secondo le indicazioni sopra riportate è anche probabile che siano stati utilizzati delle pale con profili aerodinamici progettati tenendo in considerazione i seguenti tre meccanismi che generano il rumore aerodinamico:

- emissione sonora al bordo di uscita del profilo aerodinamico;
- emissione sonora all'apice della pala;
- emissione sonora generata dalla turbolenza associata al flusso in ingresso sul profilo.

Va sottolineato che la riduzione delle emissioni sonore associate al funzionamento dei moderni aerogeneratori è stata possibile attraverso l'adozione di più bassi rapporti di velocità periferica, minori valori di angolo di attacco delle pale e soprattutto, solo recentemente, attraverso bordi di uscita del profilo aerodinamico appositamente progettati per la riduzione delle emissioni

sonore. Le moderne turbine eoliche inoltre permettono anche di ridurre a piacimento il numero di giri, ad esempio durante le ore notturne se situate vicino alle abitazioni.

2.2.5 - Regolamenti e standard

Sono state sviluppate diverse tecniche specifiche per la misura del rumore generato dagli aerogeneratori. L'International Electrotechnical Commission (IEC) ha adottato un documento per la standardizzazione di tali misure, in particolare la norma tecnica IEC 61400-11. Per quanto riguarda la normativa nazionale si deve fare riferimento alle seguenti leggi e regolamenti:

- D.P.C.M. 1 Marzo 1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno";
- Legge 26 Ottobre 1995, n°447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico";
- D.M. 16 Marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico";
- CEI EN 61400-11 - Classif. CEI 88-3 - CT 88 - Anno 2004 - Fascicolo 7169 Edizione: Seconda, Sistemi di generazione a turbina eolica, Parte 11: Tecniche di misura del rumore acustico;

2.3 – Sfarfallamento luminoso (shadow flicker) e abbaglio luminoso (flashing)

Il fenomeno dello sfarfallamento luminoso, meglio noto come shadow flicker, avviene quando il sole viene visto attraverso la turbina in movimento. Nelle vicinanze dell'aerogeneratore si osservano delle ombre scure intermittenti che possono disturbare se non irritare le persone che vivono nelle vicinanze dell'aerogeneratore, specialmente se raggiunte dalla luce così disturbata attraverso le finestre delle abitazioni. Il fenomeno sembra invece non interessare gli animali che spesso si trovano a pascolare nelle vicinanze dei parchi eolici senza manifestare alcun disagio. In modo del tutto simile è possibile che la luce del sole venga riflessa dalla superfici lucide delle pale delle turbine causando un effetto di abbaglio luminoso anch'esso a carattere intermittente. Entrambi i fenomeni dello sfarfallamento e dell'abbaglio luminoso sono considerati particolarmente rilevanti nei paesi che si trovano alle alte latitudini, dove la luce del sole specialmente nel periodo invernale ha un piccolo angolo di inclinazione rispetto all'orizzonte.

La Figura 14 mostra il risultato di una analisi di calcolo della durata annua del fenomeno dello sfarfallamento luminoso in un luogo della Danimarca (Commissione Europea, 1998).

In figura sono riportate le posizioni di due abitazioni *A* e *B* distanti dall'aerogeneratore rispettivamente 6 e 7 volte l'altezza al mozzo della macchina che è posizionata al centro del diagramma. Si nota che la casa *A* è interessata dal fenomeno per 5 ore all'anno mentre la casa *B* per 12 ore all'anno. È importante sottolineare che i risultati di questi calcoli variano molto a seconda della regione a causa delle diverse latitudini e coperture nuvolose.

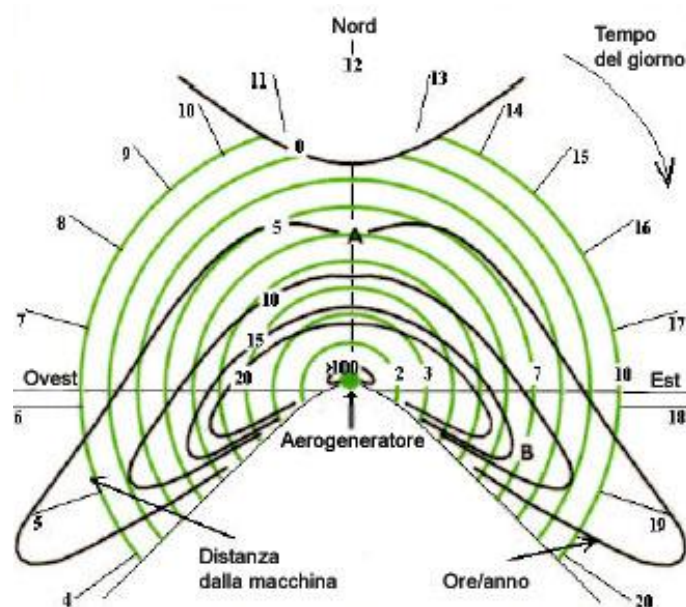


Figura 14 - Esempio di calcolo del “shadow flicker” nelle vicinanze di un aerogeneratore; A e B sono delle abitazioni.

2.3.1 - Misure di mitigazione

Nel peggiore dei casi lo sfarfallamento luminoso interessa un periodo di breve durata, dell'ordine di mezz'ora al giorno per circa le 10 – 14 settimane del periodo invernale. In Europa una delle soluzioni proposte è quella di fermare le turbine durante il suddetto breve periodo di tempo, mentre un'altra soluzione è rappresentata da un attento posizionamento delle macchine che tenga in considerazione l'evoluzione delle ombre sulle abitazioni circostanti.

L'abbaglio può essere evitato attraverso l'uso di vernici speciali antiriflesso, oggigiorno comunemente adottate dai produttori di aerogeneratori, e da un corretto posizionamento degli aerogeneratori rispetto alle abitazioni circostanti. Una regola comune adottata in Danimarca è

quella di mantenere una distanza minima pari a 6-8 diametri del rotore tra la turbina e l'edificio più vicino.

2.3.2 - Regolamenti e standard

Non vi sono linee guida che indicano una soglia di accettabilità di questo fenomeno e non vi sono neppure norme per lo studio. In Germania è considerato accettabile un limite massimo di trenta ore all'anno di esposizione a questo fenomeno.

2.4 – Sicurezza

Le considerazioni sulla sicurezza riguardano sia la sicurezza pubblica che la sicurezza dei lavoratori impegnati nella installazione e manutenzione degli aerogeneratori. In seguito sono discussi solamente gli aspetti legati alla pubblica sicurezza quali il pericolo connesso al distacco delle pale o frammenti di esse, al collasso della torre, alla curiosità delle persone, agli infortuni sul lavoro e al distacco di pezzi di ghiaccio. Vi è inoltre da tenere presente la sicurezza del volo aereo a bassa quota, che deve essere garantita attraverso una opportuna segnalazione visiva degli aerogeneratori ed un posizionamento delle macchine subordinato al nulla osta delle Forze Armate (Esercito, Marina, Aeronautica).

2.4.1 - Potenziali problemi

Distacco delle pale: uno dei maggiori rischi legati alla sicurezza degli aerogeneratori è che una pala della turbina o frammenti di pala possano distaccarsi durante il movimento della macchina eolica. Non solo, ma è anche possibile che si possano distaccare, per intero o frammenti, le coperture del mozzo e della navicella. Il verificarsi di tali evenienze è assai inusuale e raro, e solitamente avviene in coincidenza di fenomeni meteorologici estremi. La distanza alla quale questi corpi possono essere gettati dipende da molte variabili (altezza della macchina, condizioni di vento, dimensione dei frammenti, topografia del terreno, ecc.) e raramente eccede i 500 m di distanza dalla torre, con la maggiore probabilità tra i 100 ed i 200 m.

Collasso della torre: se non viene accertato in tempo e se il rotore è in funzione, comporta il crollo a terra dell'intero aerogeneratore. L'aumento dei carichi dovuti all'eccessivo accrescimento di ghiaccio sull'aerogeneratore, una errata progettazione della torre o delle fondazioni, la

corrosione e il soffiare di venti di intensità eccezionale non fanno che aumentare il rischio potenziale legato alla sicurezza.

Curiosità delle persone: molti siti eolici sono localizzati in aree rurali, ben visibili dalle strade di grande percorrenza nonché accessibili al pubblico. Spesso i siti eolici sono delle vere e proprie attrazioni per il pubblico e suscitano forte interesse da parte di passanti e anche di vandali, che tentando di forzare l'accesso alle macchine, ai quadri elettrici, di scalare la torre, ecc., mettono a repentaglio la propria sicurezza.

Infortuni sul lavoro: per ogni attività industriale vi è il pericolo potenziale di infortunio. Allo stato attuale non ci sono statistiche che possano essere utilizzate per confrontare il lavoro nelle centrali eolica con quello negli impianti di generazione convenzionale. Ad ogni modo vi sono stati episodi di infortunio associati alle operazioni di manutenzione degli aerogeneratori (Gipe, 1995).

Distacco di frammenti di ghiaccio: seri problemi di sicurezza si verificano in corrispondenza di particolari condizioni meteorologiche che consentono l'accrescimento di ghiaccio sul profilo aerodinamico delle pale e sulla struttura dell'aerogeneratore. Appena inizia lo scioglimento del ghiaccio esso può cadere nelle vicinanze della torre se la macchina è ferma, ma se essa è in funzione il ghiaccio può essere proiettato a distanze notevoli con grave pericolo per le persone e le cose.

2.4.2 - Misure di mitigazione

Distacco delle pale: le attuali tecnologie di controllo delle macchine fanno sì che non possano mai essere superati i limiti di progetto. In ragione dell'elevata attenzione che deve essere dedicata alla sicurezza in molti casi si preferisce mantenere le aree destinate alle centrali eoliche ben distanziate dalle zone residenziali e dalle strade di pubblico accesso interponendo delle fasce di sicurezza o protezione.

Collasso della torre: tale evenienza è piuttosto improbabile per gli aerogeneratori progettati secondo i moderni standards di sicurezza. Un'ulteriore e intuitiva garanzia di sicurezza la si può dare posizionando la macchina eolica ad una distanza di almeno una altezza di torre da ogni vicina abitazione.

Curiosità delle persone: molte giurisdizioni richiedono di recintare la zona del parco eolico per evitare l'accesso all'area alle persone non autorizzate. Altre invece preferiscono che il territorio

del parco eolico rimanga sgombero da recinzioni, in particolare se è lontano da strade di pubblica percorrenza, in modo tale da garantire il più possibile la conservazione dei caratteri naturali dell'area. Inoltre l'accesso alle torri ed alle apparecchiature deve essere bloccato con chiusure e devono essere affissi i segnali di pericolo sulle torri (Figura 15), sui quadri elettrici e sull'ingresso al sito (Figura 16).



Figura 15 - Segnalatore di sicurezza luminoso ed acustico posto all'esterno dell'aerogeneratore.



Figura 16 - Segnalazione di pericolo per il rischio di distacco di frammenti di ghiaccio dall'aerogeneratore.

Infortuni sul lavoro: per minimizzare questo rischio i progetti delle centrali eoliche devono rispettare tutte le misure di sicurezza in vigore (4.1 - Leggi e regolamenti italiani). In particolare, come mostrato in **Figura 17**, all'interno di ogni aerogeneratore a base torre devono essere presenti tutte le dotazioni di sicurezza per il personale che si occupa della manutenzione delle macchine e delle apparecchiature elettriche presenti all'interno.



Figura 17 - Dotazioni di sicurezza all'interno della torre dell'aerogeneratore.

Distacco di frammenti di ghiaccio: per ridurre al minimo il rischio di essere colpiti dai frammenti di ghiaccio durante le operazioni di manutenzione è stata inclusa la discussione di questo aspetto nei programmi di formazione del personale. In condizioni di alto pericolo le operazioni di manutenzioni possono essere rimandate. Inoltre sono in fase di sviluppo sistemi antighiaccio che impediscono l'accrescimento del ghiaccio sulle pale del rotore durante il funzionamento della macchina.

2.4.3 - Regolamenti e standard

Per quanto concerne la normativa si può fare riferimento alla norma CEI EN 50308 che specifica le prescrizioni relative alle misure protettive a salvaguardia della salute e della sicurezza del personale adibito alla messa in funzione, all'operatività ed alla manutenzione degli aerogeneratori. Le prescrizioni tengono conto dei rischi di tipo: meccanico, termico, elettrico, derivante dal rumore, derivante dai principi ergonomici trascurati in fase di progettazione.

2.5 – Utilizzo del suolo

Vi sono diversi aspetti che riguardano l'utilizzo del territorio che devono essere considerati durante la progettazione di una centrale. Alcuni di essi coinvolgono regolamenti ed autorizzazioni locali e non (zoning, piani regolatori, permessi della autorità preposta alla sicurezza del volo, ecc.), altri non sono soggetti a regolamentazioni ma hanno un grande impatto in termini di accettabilità pubblica. Sono discussi i seguenti aspetti estensivi principali relativi all'utilizzo del territorio:

- richiesta effettiva di terreno per energia prodotta o capacità per unità di area di territorio;
- estensione di territorio potenzialmente disturbato dalla centrale eolica;
- utilizzo non esclusivo del territorio e compatibilità;
- preservazione rurale;
- densità di aerogeneratori;
- emissioni polverose ed erosione in relazione alla strada di accesso.

2.5.1 – Considerazioni generali sull'utilizzo del suolo

Rispetto alle altre forme di generazione, nei confronti del territorio l'energia eolica è spesso considerata invasiva piuttosto che intensiva. La generazione eolica dal punto di vista dell'utilizzo del suolo per unità di potenza installata richiede molta più superficie di terreno rispetto a molte delle altre tecnologie di generazione. Contrariamente però, mentre le centrali eoliche si estendono su un ampio territorio, l'occupazione fisica degli aerogeneratori e delle apparecchiature e strutture di servizio è veramente ridotta ad una porzione minima dell'area interessata, quantificabile tra circa l'1 ed il 3 % dell'area. L'area non utilizzata può dunque essere destinata ad altri usi. In molti paesi europei il territorio delle centrali eoliche è coltivato sino alla base delle torri e l'accesso ai veicoli speciali per il trasporto dei componenti più voluminosi viene consentito attraverso strade provvisorie che a fine intervento vengono ripristinate a coltivazione.

Per determinare l'effettiva estensione del suolo utilizzato dai componenti della centrale eolica è importante osservare l'influenza della spaziatura tra le macchine ed il loro posizionamento. Una centrale eolica può occupare dai 4 ai 32 ettari per megawatt installato. La media europea è compresa tra i 13 ed i 20 ettari per megawatt installato. Lo sviluppo di centrali eoliche è generalmente compatibile con l'uso agricolo e a pascolo dell'area occupata. Durante la costruzione della centrale è possibile che l'attività agricola debba subire delle interruzioni, ma durante il periodo di funzionamento dell'impianto essa può procedere indisturbata. Solamente l'agricoltura intensiva può venire influenzata dalla presenza della centrale eolica (NWCC1998).

Lo sviluppo di progetti eolici può influire inoltre su altri usi del territorio anche di aree adiacenti il sito. Un esempio sono le riserve naturali che proteggono la fauna (o in particolare l'avifauna), che possono risultare difficilmente compatibili con le centrali eoliche. In generale le variabili che possono determinare un impatto sul territorio sono:

- la topografia del sito;
- dimensione, numero, potenza e spaziatura degli aerogeneratori;
- posizionamento e tracciato delle strade;
- posizionamento delle strutture di supporto della centrale;
- tracciato delle linee elettriche (aeree e interrate).

2.5.2 – Misure di mitigazione

Possono essere intraprese una ampia varietà di azioni per garantire la compatibilità dei progetti eolici con gli usi del suolo in essere. Molte di queste azioni riguardano la progettazione della centrale eolica stessa, ad esempio azioni atte a smorzare il carattere e le fattezze “industriali” dell'impianto eolico in progetto. Queste azioni includono (si noti che molte di esse vengono da considerazioni dell'impatto visivo):

- utilizzo di equipaggiamenti con minimi supporti strutturali, come ad esempio le strutture tirantate;
- richiesta di linee elettriche in cavo;
- richiesta di mantenere le strutture di manutenzione lontane dal sito;
- riunire tutte le apparecchiature all'interno della torre o nelle fondazioni;
- riunire tutte le strutture all'interno dell'area della centrale eolica;
- richiesta di utilizzare aerogeneratori con una alta efficienza o di grande taglia per ridurre il numero di aerogeneratori a parità di potenza da installare;
- scelta di una opportuna spaziatura tra le macchine in modo tale da evitare il crearsi di un “effetto muro”;
- utilizzo di tecniche di costruzione che prevedano la costruzione del minor numero di strade, in modo tale da minimizzare la perdita di territorio sia permanente che temporanea;
- limitare la maggior parte dei veicoli a viaggiare sulle strade di accesso esistenti;
- limitare il numero di nuove strade di accesso, la larghezza delle nuove strade e movimenti terra;
- limitare il posizionamento degli aerogeneratori e dei piloni delle linee aeree in aree scoscese, in modo tale da ridurre i movimenti terra;

Questa lista di punti rappresenta l'obiettivo da raggiungere per il siting perfetto. Le agenzie preposte alla tutela del territorio dovranno decidere quali punti applicare al sito, considerando inoltre i seguenti aspetti:

- costi associati alla particolare strategia;
- tipo e livello di impatto;
- obiettivi di utilizzo del suolo della comunità;
- importanza di ogni singola potenziale inconsistenza ed incompatibilità dell'utilizzo del suolo;

- alternative disponibili.

2.5.3 – Erosione del suolo

L'erosione del suolo è un normale processo attraverso il quale le particelle del terreno vengono staccate e rimosse dal vento o dall'acqua. Il deposito del materiale eroso, specialmente all'interno dei corsi d'acqua, si chiama sedimentazione. Il disturbo che la costruzione ed il funzionamento di parchi eolici può causare all'ambiente consiste principalmente nella rimozione della vegetazione nell'area interessata dall'impianto, il che facilita l'erosione stessa del terreno ad opera del vento e dell'acqua. Questo, nel caso in cui non siano prese delle precauzioni, accelera sensibilmente il naturale processo di erosione, specialmente se il sito insiste su terreni particolarmente scoscesi. Il posizionamento degli aerogeneratori non introduce, nel sistema geologico, geomorfologico ed idrogeologico, significative modificazioni dello status e dei processi in atto. Le caratteristiche delle opere fondali degli impianti, sia a palo che a traliccio, caratterizzate da strutture a blocco in cemento armato, non pone particolari problematiche sotto alcuni degli aspetti connessi con il tema geologia.

Diverso sarebbe, se l'ipotesi comprendesse strutture fondali includenti tiranti o micropali con il conseguente raggiungimento di profondità di rilievo e la creazione di barriere che ostacolerebbero la circolazione dei fluidi sotterranei. Importanti cautele dovranno essere adottate nel posizionamento dei cavidotti e nella sistemazione delle strade rurali. Tali operazioni andranno svolte in tutti i casi con gran riguardo dei deflussi superficiali onde evitare la sottrazione di acque superficiali e ridurre quindi i bacini di captazione di alcune delle sorgenti presenti, soprattutto nelle aree granitiche.

2.6 - Flora e vegetazione

I danni principali al paesaggio vegetale sono connessi con la distruzione fisica, o quantomeno con la manomissione, del substrato. L'immissione nell'aria di particolato dovuto per lo più alle operazioni di scavo, trasporto e deposito di mezzi e materiali può danneggiare la flora e la vegetazione anche a distanze considerevoli rispetto alla reale estensione dell'area di impianto e delle infrastrutture ausiliarie. Durante le fasi di esercizio e di manutenzione l'impatto è molto ridotto, anche se taluni aspetti possono risultare critici. Infatti, se da un lato la costruzione di strade

non asfaltate permette un rapido ripristino della vegetazione sino a condizioni simili a quelle ante-operam, dall'altro lato esse costituiscono una fonte pressochè inesauribile di particolato grossolano che continua a coprire le foglie di piante poste anche a notevole distanza dall'area dell'impianto a causa del vento.

Allo scopo di verificare l'eventuale presenza di aspetti botanici particolarmente pregiati, rari, vulnerabili o minacciati nell'area dell'impianto eolico va effettuato un numero di sopralluoghi proporzionato alla complessità, all'accessibilità e alla eterogeneità del paesaggio vegetale dell'area durante il periodo più propizio. Oltre a censire la flora del comprensorio, è opportuno analizzare in modo puntuale la flora delle aree in cui si prevede la costruzione delle torri di sostegno o il taglio di nuovi tracciati stradali. La letteratura botanica disponibile sul comprensorio in esame può facilitare l'interpretazione della vegetazione potenziale locale e l'individuazione della flora più pregiata.

È necessario quindi adottare delle misure per:

- minimizzare il disturbo alla vegetazione durante la fase di costruzione;
- evitare/minimizzare i rischi di erosione causati dalla costruzione delle strade di servizio (evitare di asfaltarle e localizzarle solo su pendii), delle fondamenta degli aerogeneratori, ecc.;
- ripristinare la vegetazione dopo l'installazione dell'impianto;

In fase di costruzione deve essere anche considerato l'eventuale impatto correlato al traffico di veicoli pesanti che trasportano materiali e componenti per l'installazione degli aerogeneratori e la costruzione delle relative opere accessorie. Qualora si ritenga opportuno preservare lo strato superficiale del terreno è possibile prevederne l'asporto prima della realizzazione dello scavo delle fondazioni. Tale strato (Figura 18) lo si mantiene a margine dell'area interessata dallo scavo per poi riposizionarlo sopra la fondazione a lavoro ultimato (Figura 19).



Figura 18 - Intervento di conservazione del manto erboso originario.



Figura 19 - Intervento di ripristino del manto erboso originario.

■

2.7 - Fauna

Gli impianti eolici hanno degli impatti potenziali sulla fauna che possono comportare l'allontanamento di specie dal sito in esame nelle seguenti fasi:

- in fase di costruzione - per disturbo sonoro e per presenza di persone e mezzi meccanici;
- in fase di esercizio - per perdita di habitat riproduttivo o di alimentazione, per perdita di naturalità, per frammentazione degli areali distributivi.

Per quanto riguarda gli animali domestici presenti nel territorio agricolo (animali da cortile, ovini, bovini) la letteratura e le esperienze dirette dimostrano che essi convivono bene con le installazioni eoliche (Figura 20).



Figura 20 - Animali al pascolo nei pressi di una centrale eolica in un sito alpino.

Assai più discussa è la questione degli impatti degli aerogeneratori sull'avifauna, che è trattata in modo più ampio nei paragrafi successivi. Vi sono principalmente due maggiori preoccupazioni legate a questa questione ambientale: 1) effetto sulla

popolazione di uccelli dei decessi causati dalle turbine; 2) violazioni dei trattati a difesa dell'avifauna.

Gli aerogeneratori possono avere effetti sull'avifauna nei seguenti modi (Colson, 1995), vedi Tabella 9.

- fulminazioni e collisioni mortali;
- cambiamento delle abitudini alimentari;
- alterazione delle abitudini migratorie;
- riduzione dell'habitat disponibile;
- disturbo della riproduzione, della nidificazione e dell'alimentazione.

Lo stesso autore inoltre afferma che gli aerogeneratori hanno sull'avifauna i seguenti effetti benefici:

- protezione del territorio da ulteriori e drammatiche perdite di habitat;
- gli aerogeneratori svolgono la funzione di rifugio e postazione di caccia;
- gli aerogeneratori e le strutture ausiliarie forniscono un luogo sicuro dove nidificare;
- protezione contro i predatori;
- protezione contro persecuzioni indiscriminate.

Allo stato attuale gli effetti a lungo termine della questione dell'impatto dell'industria eolica sull'avifauna non sono ancora chiari. Tali problemi possono sorgere in aree dove gli uccelli si radunano o migrano o dove delle specie a rischio sono messe in pericolo. Vi sono delle caratteristiche comuni tra queste aree ed i siti di interesse eolico, si pensi ad esempio ad i passi di montagna che in ragione della loro topografia costituiscono un corridoio ventoso preferenziale per il passaggio di uccelli migratori.

Tabella 9 - Collisione con aerogeneratori: dati reali e stime.

anno	Stato	generatori	Specie	collisioni	n° /gen.* anno	
					reale	stima
2002	Belgio (Fiandre)	23	piccoli passer.	3	0,13	7
			rapaci e altro	58	2,52	17
2002	Belgio (Fiandre)	5	piccoli passer.	20	4,0	17
			rapaci e altro	190	38	18
2002	Belgio (Fiandre)	3	piccoli passer.	1	0,33	8
			rapaci e altro	11	3,66	9
2000	Spagna	33	piccoli passer.	2	0,06	13,36
			rapaci e altro	54	1,63	8,33
2000	Spagna	75	piccoli passer.	7	0,09	21,7
			rapaci e altro	14	0,18	0,93
2000	Spagna	75	piccoli passer.	2	0,03	4,41
			rapaci e altro	11	0,15	0,62
2000	Spagna	145	piccoli passer.	13	0,09	8,27
			rapaci e altro	9	0,06	0,20
2000	Spagna	40	piccoli passer.	21	0,52	63,9
			rapaci e altro	4	0,1	0,36

2.7.1 - Definizione del problema dell'impatto sull'avifauna

Vi è una stretta relazione tra una località e la sua avifauna. Molte specie di uccelli sono strettamente legate ad uno specifico habitat e quindi sono molto sensibili ad ogni suo cambiamento. Inoltre vi è una stretta relazione tra il sito ed il posizionamento delle macchine eoliche, fortemente dipendente dal campo di vento. Gli impatti sulla avifauna sono generalmente divisi in due categorie: 1) impatti diretti, che includono il rischio di collisione e 2) impatti indiretti, che includono altri tipi di disturbi generati dagli aerogeneratori, come ad esempio il rumore. Questi impatti possono provocare un allontanamento totale o parziale degli uccelli dal loro habitat ed un deterioramento o la distruzione dell'habitat stesso. Il rischio di collisione è l'effetto più ovvio, pertanto la maggior parte degli studi sono stati focalizzati su questo tema, valutando il numero di uccelli che impattano con la turbina e la struttura e sviluppando metodi per l'analisi e la misura delle collisioni.

Gli impatti indiretti includono:

- il disturbo della riproduzione;
- il disturbo della nidificazione e della alimentazione dei piccoli;
- il disturbo del volo e della migrazione.

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

2.7.2 - Misure di mitigazione

Le tipiche azioni di mitigazione che vengono proposte dagli studiosi del settore prevedono di:

- *evitare i corridoi migratori.* Generalmente è da evitare il posizionamento degli aerogeneratori lungo i principali corridoi migratori, a meno che non sia evidente dallo studio delle linee di volo dell'avifauna locale che il passaggio attraverso l'area di interesse sia basso o che il rischio di collisioni mortali si ridotto;
- *pochi e grandi aerogeneratori.* A parità di potenza installata sono da preferirsi pochi aerogeneratori di grande taglia, anziché molte macchine di piccola taglia, in modo tale da ridurre il numero di strutture potenzialmente pericolose;
- *evitare i micro habitats.* I micro habitats e le zone di volo sono da evitare quando di installano singoli aerogeneratori;
- *design innovativo della torre.* Dove possibile si raccomanda l'utilizzo di torri che non offrono la possibilità agli uccelli di posarsi e trovarvi rifugio, come ad esempio nel caso di torri a traliccio con elementi orizzontali. E' preferibile inoltre l'utilizzo di strutture non tirantate.
- *rimozione dei nidi.* Con l'approvazione delle agenzie dell'ambiente competenti sul territorio, i nidi dei rapaci che si trovano sulle strutture dovrebbero essere rimossi e portati in luoghi adatti lontani dalla centrale eolica.
- *interramento delle linee elettriche.* Dove possibile è opportuno interrare le linee elettriche. Le linee elettriche aeree nuove devono essere progettate in modo da prevenire la fulminazione degli uccelli.
- *studi specifici delle azioni di mitigazione.* Devono essere chiarite le cause e gli effetti dell'interazione delle centrali eoliche con l'avifauna in modo tale che sia possibile determinare le modalità con le quali avvengono le collisioni e quindi identificare apposite azioni di mitigazione.

2.7.3 - Struttura di un'analisi ambientale dell'impatto sull'avifauna

Gli studi che riguardano gli impatti ambientali dei sistemi eolici sull'avifauna richiedono la collaborazione di esperti in materia e possono entrare molto nel dettaglio, inoltre possono fare salire il costo complessivo dell'opera. In generale questo tipo di lavori possono essere divisi in

due parti: 1) la definizione completa dell'area di studio e 2) l'analisi di rischio dell'avifauna. La parte 1) consiste in una accurata

definizione della topografia della zona e del posizionamento degli aerogeneratori. La parte 2) di analisi di rischio generalmente richiede l'adozione di una metodologia di studio molto dettagliata, in grado di mettere in luce i fattori responsabili della morte degli uccelli e di sviluppare delle soluzioni atte a ridurre o annullare tale evenienza. Si riportano in seguito alcuni dei principali metodi, misure e relazioni che sono stati sviluppati e adottati in analisi di rischio svolte sino ad ora.

Bird Utilization Counts. In questa parte dello studio un osservatore registra il luogo, il comportamento ed il numero di uccelli che frequentano una determinata area. Il comportamento degli uccelli da osservare include: il volo, il rifugio, l'alzata in volo, la caccia, l'alimentazione, comportamento in prossimità delle strutture della centrale eolica (per distanze minori di 50 m).

Bird Utilization Rate. E' definito come il numero di uccelli che insistono sull'area in un dato periodo di tempo. Esso è basato sul Bird Utilization Counts.

$$\text{Bird Utilization Rate} = \frac{\text{Numero di uccelli osservati}}{\text{Tempo}}$$

oppure:

$$\text{Bird Utilization Rate} = \frac{\text{Numero di uccelli osservati}}{\text{Tempo} \times \text{Area}}$$

Bird Mortality. E' definita come il numero di morti osservate per unità di area.

$$\text{Bird Mortality} = \frac{\text{Numero di uccelli morti}}{\text{Area}}$$

Bird Risk. È la misura della probabilità che ha un uccello che vola in una determinata area di essere ucciso, definita come:

$$\text{Bird Risk} = \frac{\text{Bird Mortality}}{\text{Bird Utilization Rate}} = \frac{\text{Numero di uccelli morti / Area}}{\text{Numero di uccelli osservati / tempo}}$$

Il Bird Risk può essere utilizzato per confrontare diversi livelli di rischio associati a differenti variabili, come ad esempio la distanza dalla centrale eolica, specie, tipo, stagione, struttura dell'aerogeneratore. Può essere utilizzato per confrontare i rischi associati ad aree con una rilevante risorsa eolica ed altre differenti strutture come autostrade, linee elettriche, sistemi di trasmissione per telecomunicazioni, ecc.

Rotor swept area. Ci sono due grandezze che considerano l'effetto della taglia di potenza e la dimensione dell'aerogeneratore. La prima, denominata *Rotor Swept Hours* combina la dimensione dell'area spazzata dal rotore con il numero di ore di funzionamento.

$$\text{Rotor Swept Hours} = \text{Rotor Swept Area (m}^2\text{)} \times \text{ore di funzionamento}$$

La seconda grandezza, denominata *Rotor Swept Hour Risk*, permette di confrontare il rischio associato a diversi valori di area spazzata dal rotore, o taglia di macchine, in relazione alla durata del periodo di funzionamento.

$$\text{Rotor Swept Hour Risk} = \frac{1}{\text{Rotor Swept Hours}} \times \text{Bird Risk}$$

In conclusione permane una certa carenza di studi di settore condotti sul territorio italiano e nella più vasta gamma di situazioni possibili. In effetti ogni porzione di territorio è caratterizzata da aspetti assolutamente particolari che devono essere analizzati direttamente sul luogo, con strumenti idonei e con le conoscenze specifiche di settore.

2.8 - Impatto visuale

Tra i diversi impatti sul territorio associati all'utilizzazione dell'energia eolica, senza dubbio il più percepito dalla popolazione è la grande visibilità degli aerogeneratori. Rispetto agli altri impatti esso è anche quello più difficilmente quantificabile, in relazione al fatto che la percezione della popolazione può cambiare in funzione della conoscenza della tecnologia, della localizzazione delle macchine e di altro ancora. Per quanto l'analisi del paesaggio sia un qualche cosa di soggettivo, i professionisti che lavorano in questo settore si sforzano di formulare dei giudizi sull'impatto visuale basati sulla conoscenza delle proprietà della composizione visuale ed identificando elementi come la chiarezza, l'armonia, il bilanciamento, il fuoco, l'ordine e la gerarchia (Stanton, 1995). E' importante per lo sviluppo di un progetto eolico che lo studio della visibilità dell'impianto sia affrontato sin dall'inizio della progettazione, in quanto la visibilità della centrale è correlata alla sua posizione, esposizione, numero di aerogeneratori, taglia delle macchine, numero di pale, disposizione delle macchine, ecc.

Le risorse estetiche o visuali si rifanno ai tratti naturali e culturali di uno scenario ambientale che risulta di interesse per la popolazione. Uno studio di compatibilità visuale di un progetto eolico con il territorio può basarsi sulla comparazione di simulazioni di differenti alternative progettuali. Tali simulazioni (vedi Figura 21 e Figura 22) possono dividersi in:

- fotoinserimenti;
- immagini virtuali;
- animazioni;
- modelli.

Esse dovranno mostrare la disposizione definitiva degli aerogeneratori, delle loro fondazioni, della rete stradale, dei locali di servizio, degli elettrodotti e l'effetto di ombra delle torri. Nel realizzare un fotoinserimento bisogna tenere presente che la visibilità di un impianto eolico è condizionata da:

- posizione dell'osservatore;
- topografia;
- condizioni meteorologiche;
- direzione dei venti dominanti;
- insolazione;

caratteristiche del paesaggio secondo la variabilità stagionale.



Figura 21 - Immagine virtuale di un paesaggio con impianto eolico (fonte: regione Toscana).



Figura 22 - Fotoinserimento di torri eoliche a traliccio nel Parco dell'Uccellina (fonte: regione Toscana).

La comparazione di detti elaborati deve essere effettuata tenendo in considerazione i seguenti aspetti:

- alterazione visuale: il progetto altera sostanzialmente, dal punto di vista visivo, il paesaggio esistente?
- Consistenza visuale: il progetto introduce delle discontinuità sostanziali alla forma, alla linea, al colore ed alla trama degli elementi che contribuiscono alla qualità visuale del paesaggio esistente?
- Degradazione visuale: il progetto degrada sostanzialmente la qualità visuale del paesaggio, si ripercuote sull'uso del territorio o disturba o impedisce la vista di risorse visuali di valore?
- Conflitto con le preferenze della popolazione: il progetto è in conflitto con le preferenze accertate della popolazione in termini di risorse visuali ed ambientali?
- Compatibilità con le linee guida: il progetto soddisfa gli obiettivi locali, le politiche e le linee guida relative alla qualità visuale del paesaggio?

L'impatto visuale di una centrale eolica non è direttamente proporzionale al numero di aerogeneratori, anche se logicamente varia di molto tra un singolo aerogeneratore ed una wind

farm. È importante sottolineare che nonostante gli studi di impatto visuale siano condotti sulla base di principi riconosciuti ed accettati, il giudizio dato è comunque di natura soggettiva.

2.8.1 - Progettazione di sistemi eolici a basso impatto visuale

Nelle diverse pubblicazioni realizzate in materia di progettazione a basso impatto visuale è frequente accorgersi della natura soggettiva di questa argomentazione, che si manifesta in opinioni differenti tra i diversi autori. Un esempio è la scelta del colore delle strutture. Alcuni autori individuano i seguenti principi utili per lo sviluppo e la progettazione di centrali eoliche.

Armonia e chiarezza: l'occhio ricerca chiarezza nel campione visivo, ovvero deve essere in grado di comunicare ciò che un progetto cerca di dire; l'armonia si riferisce ad un sentimento di completo riposo, in cui le forme e le forze opposte si compensano.

Ordine: si ottiene quando una composizione viene compresa chiaramente dall'occhio, quando non vi sono dubbi sulla direzione in cui una forma si sta muovendo o sulla natura della sua relazione con una forma o posizione ideale.

Griglia: la griglia induce l'osservatore a dividere la propria attenzione equamente su una intera superficie. Una griglia in tre dimensioni genera una rete spaziale di punti e linee. All'interno di questa struttura modulare qualsiasi numero di forme e spazi possono essere visivamente organizzati. La forza associata alla capacità di organizzazione di una griglia è dovuta alla regolarità ed alla continuità del suo motivo che mostra gli elementi che organizza. Essa stabilisce una sequenza costante di punti di riferimento.

Raggruppamento: usato per organizzare e strutturare parti di informazioni visuali in motivi visuali comprensibili, dipendenti dalla vicinanza.

Ritmo e ripetizione: il ritmo si riferisce alla regolare ed armoniosa ricorrenza di linee, forme e colori. Esso incorpora la fondamentale nozione di ripetizione come uno degli strumenti più efficaci per creare unità in una composizione, organizzare le forme e gli spazi.

Forma: una forma geometrica ha un aspetto assoluto, incontaminata dal caso, al di fuori di ogni stile e universalmente comprensibile. Forme simili a quelle geometriche hanno una struttura che l'occhio comprende facilmente. Più verticale o orizzontale è la posizione della forma, più essa appare ferma e stabile. Se la forma giace su una diagonale, essa appare come in movimento e instabile.

Sulla base dei suddetti principi sono state proposte le seguenti strategie di mitigazione:

- utilizzare la morfologia locale del territorio per minimizzare la visibilità delle strade di accesso e di servizio e per proteggere il territorio dall'erosione;
- adottare per gli edifici disegni di basso profilo e non intrusivi, in modo tale da minimizzare il carattere antropico ed industriale dei progetti localizzati in aree rurali ed isolate;
- utilizzo di colori uniformi, tipologia delle strutture e finiture superficiali che minimizzino la visibilità del progetto specie in aree sensibili con ampi spazi aperti;
- selezionare il tracciato ed il tipo di strutture di supporto per le installazioni elettriche interrato;
- controllo del posizionamento e limitazione della taglia, del colore e del numero di segnali di avvertimento e di segnalazione apposti sugli aerogeneratori e sulle recinzioni;
- divieto di utilizzo di segnalatori luminosi ad eccezione di dove sono richiesti per la sicurezza del traffico aereo;
- controllo della posizione relativa di differenti tipologie di aerogeneratori, delle densità e della geometria della pianta in modo da minimizzare gli impatti ed i conflitti visuali. Tipi differenti di aerogeneratori ed aerogeneratori con opposti versi di rotazione possono essere separati da zone di rispetto.



**UNIVERSITÀ
DI TRENTO**

Dipartimento di
Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica

**Studio sullo sfruttamento
eolico nell'Alto Adige**

3 – ACCETTAZIONE SOCIALE DEGLI IMPIANTI EOLICI

L'introduzione di impianti eolici nelle Alpi può suscitare diverse reazioni da parte delle comunità locali, influenzate dalle caratteristiche specifiche delle aree interessate. In particolare l'adozione dell'energia eolica nelle comunità montane italiane solleva diverse sfide legate all'accettazione sociale. Le preoccupazioni principali includono l'impatto visivo sul paesaggio, il possibile disturbo delle attività tradizionali come il turismo e l'agricoltura, e la percezione di un'inadeguata condivisione dei benefici derivanti dagli impianti eolici. Le principali tipologie di aree identificate come idonee per l'installazione di impianti eolici includono infatti:

- **Aree a forte vocazione turistica:** Le regioni alpine con elevata affluenza turistica temono che l'installazione di turbine eoliche possa deturpare il paesaggio, riducendo l'attrattiva per i visitatori.
- **Aree agricole:** Le zone con attività agricole consolidate possono essere preoccupate per l'uso del suolo e l'impatto delle turbine sulle pratiche agricole tradizionali.

3.1 - Analisi comparativa con aree geografiche alpine simili:

Studi hanno evidenziato che l'installazione di impianti eolici nelle Alpi può presentare sfide uniche. Molti siti potenziali si trovano in aree protette, limitando lo sviluppo dell'eolico. Inoltre, la resa media degli impianti eolici nelle Alpi è inferiore rispetto ad altre regioni, a causa delle caratteristiche geografiche e climatiche. (si veda per tutti lo studio contenuto in www.alpconv.org)

3.2 - Strategie e soluzioni per favorire l'accettazione sociale

Gli studi analizzati consentono di enucleare alcuni punti comuni nel problema dell'accettazione sociale dello sfruttamento eolico.

Coinvolgimento delle comunità locali:

Il principale strumento consiste nell'organizzare incontri e workshop per informare e coinvolgere le comunità nelle fasi di progettazione e decisione. È essenziale coinvolgere le comunità locali fin dalle fasi iniziali dei progetti eolici. Questo approccio favorisce la trasparenza e consente di affrontare le preoccupazioni specifiche delle diverse aree. Ad esempio, l'Unione Nazionale Comuni

Comunità Enti Montani (UNCHEM) promuove la partecipazione delle comunità montane nella pianificazione energetica, cercando di integrare le esigenze locali con gli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Il progetto *recharge.green* ([www. alpenstaedte.org](http://www.alpenstaedte.org)) ha sviluppato strategie per facilitare decisioni che bilancino l'uso delle energie rinnovabili e la protezione della natura nelle Alpi. Il progetto WinWind ha sottolineato l'importanza del coinvolgimento attivo dei soggetti interessati. In regioni come Lazio e Abruzzo, sono stati organizzati workshop per identificare e affrontare le preoccupazioni locali riguardo agli impianti eolici. Questo approccio ha contribuito a superare ostacoli e a promuovere una maggiore accettazione sociale.

Valutazione d'impatto ambientale e paesaggistica:

Eseguire studi approfonditi sugli impatti potenziali degli impianti eolici aiuta a identificare soluzioni che minimizzino gli effetti negativi sul paesaggio e sull'ecosistema. Questo processo dovrebbe includere la valutazione delle implicazioni sociali delle tecnologie eoliche, analizzando come gli impianti possano armonizzarsi con le comunità locali ([www. isprambiente.gov.it](http://www.isprambiente.gov.it)). Il progetto *recharge.green* ([www. alpenstaedte.org](http://www.alpenstaedte.org)) ha valutato il potenziale delle energie rinnovabili nei Paesi alpini, considerando conflitti con la protezione della natura e altri servizi ecosistemici.

Incentivi economici e benefici locali:

Offrire incentivi economici alle comunità locali, come riduzioni fiscali o investimenti in infrastrutture locali. Garantire che una parte dei profitti derivanti dall'energia eolica venga reinvestita nelle comunità locali può aumentare l'accettazione dei progetti. Questo può includere finanziamenti per infrastrutture, servizi pubblici o iniziative sociali. Inoltre, la creazione di comunità energetiche rinnovabili offre alle località montane l'opportunità di gestire e beneficiare direttamente della produzione di energia, rafforzando il senso di appartenenza e controllo. Il comune di Wildpoldsried (comune tedesco di circa 2500 abitanti, situato nel land della Baviera. ha ottenuto risultati riconosciuti ed eccezionali nella produzione autonoma di energia rinnovabile e nella riduzione della propria impronta carbonica) ha beneficiato di un parco eolico che ha contribuito all'economia locale, finanziando servizi pubblici come scuole e ospedali. E' stata appositamente costituita una società tra i cittadini, affinché potessero figurare come un unico investitore (vedi [www. argealp.org](http://www.argealp.org))

Pianificazione integrata del territorio:

Sviluppare piani che considerino le esigenze di tutti gli attori coinvolti, bilanciando sviluppo energetico, conservazione ambientale e attività economiche locali. Il citato progetto *recharge.green* ha sviluppato strumenti per facilitare decisioni ottimali sull'uso del territorio, considerando aspetti economici ed ecologici. Uno studio dell'ENEA ha evidenziato l'importanza di una pianificazione condivisa delle tecnologie energetiche. Coinvolgere le comunità locali nella progettazione e nella gestione degli impianti eolici favorisce l'accettazione sociale e contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione

Educazione e sensibilizzazione:

Promuovere programmi educativi per aumentare la consapevolezza sui benefici delle energie rinnovabili e sull'importanza della transizione energetica. Ad esempio, il Club Alpino Italiano (CAI) ha avviato iniziative per sensibilizzare sulle opportunità offerte dalle energie rinnovabili, sottolineando l'importanza di un equilibrio tra sviluppo energetico e conservazione ambientale (www.organizzazione.cai.it). Il citato comune di Wildpoldsried ha creato un entro di formazione ecologica organizza seminari sull'energia e sulla protezione del clima per coinvolgere attivamente la comunità.

Soluzioni regolatorie e normative:

Implementare normative che garantiscano la compatibilità tra impianti eolici e attività agricole o turistiche, come limitazioni di altezza o distanze minime dalle aree sensibili. Esempio: In alcune regioni alpine, le normative stabiliscono criteri specifici per l'installazione di impianti eolici, tenendo conto delle caratteristiche locali. Adottando un approccio integrato che combina queste strategie, è possibile affrontare le preoccupazioni delle diverse aree alpine, promuovendo l'adozione dell'energia eolica in modo sostenibile e accettato dalle comunità locali.

4 - BREVE INQUADRAMENTO LEGISLATIVO, REGOLATORIO E AUTORIZZATIVO DEGLI IMPIANTI EOLICI

Di seguito sono elencate le norme tecniche vigenti che devono essere osservate nelle fasi di progettazione, costruzione e funzionamento di una centrale eolica. Esse sono state suddivise in leggi e regolamenti nazionali valide in generale per ogni tipo di costruzione e in norme tecniche per la certificazione e la valutazione degli aerogeneratori.

4.1 - Leggi e regolamenti italiani

Progetto strutturale:

- D.M. 9 Gennaio 1996 "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione e il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. 16 Gennaio 1996 "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".
- UNI ENV 1993-1-1 "Progettazione di strutture in acciaio".

Resistenza agli eventi sismici:

- D.M. 16 Gennaio 1996 "Norme tecniche per la costruzione in zone sismiche".
- O.P.C.M. 20 Marzo 2003, n° 3274 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per la costruzione in zona sismica".
- O.P.C.M. 23 Gennaio 2004, n° 3333 "Disposizioni urgenti di protezione civile".
- C.P.C.M. 29 Marzo 2004 "Elementi informativi sull'O.P.C.M 20 Marzo 2003, n° 3274".

Inquinamento acustico:

- D.P.C.M. 1 Marzo 1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno".
- Legge 26 Ottobre 1995, n° 447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico".
- D.M. 16 Marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico".

Sicurezza:

- D.P.R 27/4/55 n°547 “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”.
- Legge 513/90, n°46 “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- Legge 22/02/01, n°36 “Legge quadro sulla protezione dalla esposizione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”.
- Legge 19/09/1994 n°626 “Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE, 90/679/CEE, 93/88/CEE, 95/63/CE, 97/42/CE, 98/24/CE, 99/38/CE e 99/92/CE, 2001/45/CE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori durante il lavoro”.
- Legge 14/08/1996 n°493 “Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro”.
- CEI EN 50308 - Classif. CEI 88-7 - CT 88 - Anno 2005 - Fascicolo 7950 E Edizione: Prima, Aerogeneratori - Misure di protezione - Prescrizioni di progetto, esercizio e manutenzione.

4.2 - Norme tecniche per la certificazione degli aerogeneratori

Esistono delle normative tecniche (standard) internazionali e nazionali, specifiche per gli aerogeneratori, emesse da organi normatori (IEC, CENELEC, CEI) per la certificazione degli aerogeneratori. La certificazione è richiesta ed ottenuta dal costruttore allo scopo di dimostrare che il prodotto e/o i suoi componenti soddisfano specifiche norme in materia di progetto, prestazioni energetiche, emissioni acustiche, integrità strutturale, compatibilità nell'integrazione nella rete elettrica. La certificazione non è una garanzia ma fornisce all'acquirente la prova che la macchina è stata:

- Valutata e provata da un ente accreditato;
- Verificata per la sua rispondenza alle norme internazionali in tema di identificazione, prestazioni, integrità strutturale, emissione acustica, carichi di progetto, qualità della potenza, sicurezza;
- Verificata la sua adeguatezza, incluso il sistema di controllo, ad un esercizio sicuro ed affidabile.

Il processo di certificazione è regolamentato dalla Norma IEC WT 01. Il processo di esecuzione è affidato a Enti Certificatori riconosciuti (Germanischer Lloyd, DNV, TÜV, ecc.). la certificazione consiste di vari passi (vedi Figura 23) ognuno dei quali si conclude con l'emissione di una Dichiarazione di Conformità.

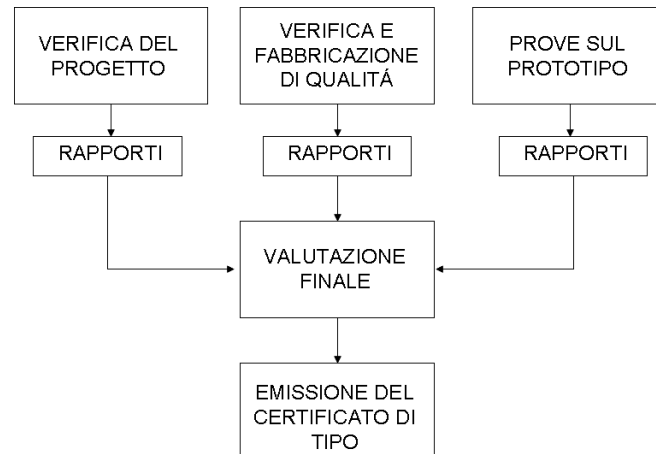


Figura 23 - Il processo di certificazione.

Per uno specifico tipo di aerogeneratore viene emesso un Certificato di Conformità al Tipo (Certificazione di Tipo) se sono superate con successo le seguenti fasi:

- Verifica del progetto;
- Valutazione del processo di fabbricazione e del sistema di qualità;
- Valutazione delle prove di tipo sul prototipo.

La Norma IEC WT 01 e gli Enti di Certificazione prevedono anche un percorso di Certificazione del Progetto di centrali eoliche in cui si installano macchine già certificate per tipo. Il percorso prevede i seguenti passi:

- Verifica e caratterizzazione del sito (verifica vento, altre condizioni ambientali, rete elettrica, terreno);
- Valutazione del progetto delle fondazioni;
- Valutazione dell'installazione (sistema di qualità, attività di sorveglianza e revisione);
- Partecipazione parziale al commissioning.

Il Certificatore deve rilasciare per ogni passo una Dichiarazione di Conformità e alla fine un Certificato di Progetto per l'impianto. La procedura di certificazione di progetto non è di comune applicazione, anche perché non esistono degli standard emessi da Enti normatori internazionali pubblicati in via definitiva riguardo alla certificazione di progetto.

La Norma propone anche un'attività ispettiva di sorveglianza, per un adeguato periodo di tempo, allo scopo di certificare che sia l'esercizio che la manutenzione sono effettuati nel rispetto delle norme applicabili e che in nessun caso le condizioni operative delle macchine eccedono i limiti propri del tipo. Dovrebbe venir inoltre verificata la qualità delle operazioni di funzionamento e manutenzione. Anche in questo caso, come per la certificazione di progetto, non risulta che tale previsione normativa sia comunemente applicata.

4.3 - Normative per la certificazione di tipo

L'International Electrotechnical Commission (IEC) è un'organizzazione mondiale costituita dai comitati elettrotecnici nazionali di oltre 150 paesi. Scopo della IEC è di promuovere la collaborazione internazionale nei campi elettrotecnico ed elettronico attraverso la preparazione di standard internazionali da applicarsi nei paesi membri. L'Italia è rappresentata nella IEC dal CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano. Le normative IEC riguardanti gli aerogeneratori sono le seguenti:

- IEC 61400-1 (2005-08) Wind turbines - Part 1: Design requirements;
- IEC 61400-2 (1996-04) Wind turbine generator systems - Part 2: Safety of small wind turbines;
- IEC 61400-11 (2002-12) Wind turbine generator systems - Part 11: Acoustic noise measurement techniques;
- IEC 61400-12-1 (2005-12) Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines;
- IEC/TS 61400-13 (2001-06) Wind turbine generator systems - Part 13: Measurement of mechanical loads;
- IEC/TS 61400-14 (2005-03) Wind turbines - Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values;
- IEC 61400-21 (2001-12) Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines;

- IEC/TS 61400-23 (2001-04) Wind turbine generator systems - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades;
- IEC/TR 61400-24 (2002-07) Wind turbine generator systems - Part 24: Lightning protection;
- IEC 61400-SER (2005-12) Wind turbine generator systems - ALL PARTS.

L'European Committee for Electrotechnical standardization (CENELEC) è una organizzazione tecnica no-profit che opera sotto la legge belga ed è composto dai comitati elettrotecnici nazionali di 28 paesi (l'Italia è rappresentata dal CEI). Scopo del CENELEC è quello di preparare "Voluntary Standards" nei settori elettrotecnico ed elettronico ai fini di rimuovere barriere commerciali, creare nuovi mercati e ridurre i costi di conformità dei prodotti, nell'ambito dell'area economica europea. Le norme CENELEC sono pubblicate sotto due diverse denominazioni: EN (o European Standard), quando la norma deve essere recepita dai Paesi Membri con traduzione letterale senza modifiche di alcun tipo; HD (Harmonized Document) quando solo il contenuto tecnico del documento deve essere trasposto nella norma nazionale. Le normative CENELEC riguardanti gli aerogeneratori sono le seguenti:

- EN 61400-1:2005 CLC/TC 88 Wind turbines -- Part 1: Design requirements;
- EN 61400-11:2003 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 11: Acoustic noise measurement techniques;
- EN 61400-1:2004 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 1: Safety requirements;
- EN 50308: 2004 Wind turbine protective measures: requirements for design, operation and maintenance;
- EN 61400-21:2002 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines;
- EN 61400-12:1998 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 12: Wind turbine power performance testing;
- EN 61400-11:1998 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 11: Acoustic noise measurement techniques;
- EN 61400-2:1996 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 2: Safety of small wind turbines 6060 73/23/EEC;

- ENV 61400-1:1995 CLC/TC 88 Wind turbine generator systems -- Part 1: Safety requirements.
- Il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) ha fatto proprie e tradotte in italiano le norme europee emesse dal CENELEC. In Italia sono quindi vincolanti le seguenti norme:
- CEI EN 61400-1 - Classif. CEI 88-1 - CT 88 - Anno 2005 - Fascicolo 7555 Edizione: Seconda, Sistemi di generazione a turbina eolica, Parte 1: Prescrizioni di sicurezza;
- CEI EN 61400-11 - Classif. CEI 88-3 - CT 88 - Anno 2004 - Fascicolo 7169 Edizione: Seconda, Sistemi di generazione a turbina eolica, Parte 11: Tecniche di misura del rumore acustico;
- CEI EN 61400-21 - Classif. CEI 88-6 - CT 88 - Anno 2002 - Fascicolo 6704 Edizione: Prima, Sistemi di generazione a turbina eolica, Parte 21: Misura e valutazione delle caratteristiche di qualità della potenza elettrica di aerogeneratori collegati alla rete;
- CEI EN 61400-12 - Classif. CEI 88-5 - CT 88 - Anno 2001 - Fascicolo 5944 Edizione: Prima, Sistemi di generazione a turbina eolica, Parte 12: Verifica delle prestazioni di potenza degli aerogeneratori;
- CEI EN 61400-2 - Classif. CEI 88-2 - CT 88 - Anno 1997 - Fascicolo 3540 Edizione: Prima, Sistemi di generazione a turbina eolica, Parte 2: Sicurezza degli aerogeneratori di piccola taglia.
- CEI CLC/TR 50373 - Classif. CEI 88-8 - CT 88 - Anno 2005 - Fascicolo 7951 E Edizione: Prima, Aerogeneratori – Compatibilità elettromagnetica.

4.4 - Procedure per l'installazione

In Italia non esiste al momento una regolamentazione specifica per l'installazione di turbine urbane. L'installazione è soggetta solo a denuncia di inizio attività. Tuttavia va fatto notare che in generale all'estero l'installazione è subordinata a:

- Autorizzazione a costruire
- Verifiche di sicurezza
- Verifica strutturale
- Verifica sull'emissione acustica (per l'utente e per i vicini)
- Verifica per effetto ombra
- Verifica per eventuali irrobustimenti strutturali dell'edificio
- Verifica interferenza magnetica con apparecchiature elettriche

- Verifiche secondo IEC 16400 e Certificazione CE
- Stipula contratto assicurativo

4.5 - Normative riguardanti la connessione ed i requisiti operativi

In Europa molti operatori di rete hanno sviluppato o stanno sviluppando dei codici di rete con requisiti specifici per le centrali eoliche. Lo scopo di tali requisiti è quello di assicurare che le centrali eoliche non influiscano negativamente sul sistema elettrico rispetto alla sicurezza della fornitura, all'affidabilità ed alla qualità della potenza. Le tecnologie di generazione di potenza elettrica da fonte eolica sono recenti e nuove per gli operatori di rete. Le regole di connessione formulate per altre tecnologie, o per situazioni in cui l'eolico era marginale, spesso diventano un ostacolo per la diffusione di questa tecnologia. Le regole dovrebbero spesso essere riformulate in parallelo con lo sviluppo tecnologico ed il livello di penetrazione dell'eolico.

Le regole sono definite dagli enti (principalmente operatori di rete) sulla base o meno di indirizzi a livello di autorità pubbliche. I codici di rete sono spesso una fonte di controversia tra gli operatori di rete ed i gestori di centrali eoliche. I codici di rete e gli altri requisiti tecnici dovrebbero riflettere le effettive necessità tecniche mentre spesso contengono dei requisiti molto costosi ed impegnativi da rispettare senza una vera giustificazione tecnica. In alcuni paesi europei esistono dei codici di rete specifici per la connessione alla rete di trasmissione ed alla rete di distribuzione per l'eolico o per le fonti rinnovabili e la generazione distribuita. In altri paesi tali requisiti sono quelli comuni alle altre forme di generazione di potenza.

In Italia esistono delle normative tecniche in vigore per tutti i sistemi di generazione di potenza elettrica che si connettono alla rete di trasmissione o alla rete di distribuzione, ed in qualche caso delle guide tecniche specifiche per la connessione e la conduzione di centrali eoliche. Il sistema normativo è comunque ancora in evoluzione per adempiere a agli atti di indirizzo di decreti e delibere degli organi istituzionali preposti. Decreti e delibere che si sono succeduti nella fase, non ancora completata, di liberalizzazione del mercato elettrico. L'emanazione di guide tecniche specifiche è inoltre dovuta alla necessità degli operatori di rete di rispondere al rilevante numero di richieste di connessione alle reti elettriche riguardanti impianti produttivi alimentati da fonte eolica.

La normativa tecnica vincolante per tutti gli operatori, nella definizione delle regole tecniche per la progettazione e realizzazione delle connessioni alla rete, è quella emessa dal Comitato Elettrotecnico Italiano:

- Norma Tecnica. CEI 11; Ab:2022-02 abroga e le varianti V1 (0224), V2 (2007) e V3 (2010) della Norma CEI 11-20 e la terza edizione della Norma CEI 11-32:2000-08 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”. La Norma 11-32 si applicava agli impianti che convertono qualsiasi forma di energia in energia elettrica e definiva le caratteristiche fondamentali dei componenti, i requisiti minimi dei servizi di rete e i criteri di collegamento alla rete di III categoria, in regime di libero accesso al sistema elettrico nazionale. Contestualmente, sono abrogate anche le varianti V2 (2007) e V3 (2009) che si applicava agli impianti di produzione eolica, variante che aveva già sostituito la variante V1 (2006). Norma Tecnica.
- Per quanto riguarda gli impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata (1,5 kV in corrente continua) la Norma CEI 8-1, fornisce termini e definizioni da applicare alla generazione da fonti rinnovabili integrata al sistema elettrico. Fra queste, secondo la norma, alcune fonti rinnovabili che presentano energia primaria disponibile in modo continuo e utilizzano un generatore rotante sono accomunate alle fonti di generazione convenzionali ovvero, si applicano le stesse condizioni e termini. Le fonti in questione sono l'energia idroelettrica e l'energia da biomassa. E' stata abrogata, con decorrenza 1° marzo 2022, della Norma CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria”. La quarta edizione della Norma CEI 11-20 risale al mese di agosto 2000, definiva i criteri di installazione per gli impianti di produzione di energia elettrica diffusi, in corrente alternata, funzionanti in isola o in parallelo con sistemi di I e II categoria.

I codici di rete degli operatori, in cui sono definite le regole tecniche ma anche le condizioni di carattere procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione, devono tener conto anche degli atti di indirizzo a livello legislativo e delle conseguenti direttive dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). I decreti e le direttive che si sono succeduti in questa fase di evoluzione e che si occupano di connessione alla rete elettrica sono numerosi; si possono riassumere i principali:

- Decreto Legislativo 79/99, recante attuazione della direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

art. 1 "...Il Gestore ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, ..."

art. 9 "...Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, ..."

- Decreto Legislativo 387/03 le cui finalità e principali contenuti sono: la promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità in attuazione alla Direttiva 2001/77/CE, l'introduzione della Garanzia d'Origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili (Art. 11), l'individuazione del GRTN quale soggetto designato al rilascio della Garanzia d'Origine e dei Certificati Verdi (Art. 11), la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative (dichiarazione di pubblica utilità ed autorizzazione unica anche per le opere connesse) (Art. 12), le questioni attinenti il collegamento degli impianti alla rete elettrica (Art. 14).

L'Art. 14 stabilisce che l'Autorità emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione di detto servizio prevedendo:

- a. la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per la realizzazione degli impianti di utenza e di rete per la connessione;
- b. le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi, a carico del produttore, per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione della soluzione definitiva di connessione;
- c. i criteri per la ripartizione dei costi di connessione tra il nuovo produttore e il gestore di rete;
- d. le regole nel cui rispetto gli impianti di rete per la connessione possono essere realizzati interamente dal produttore, individuando, altresì, i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti e, per i casi nei quali il produttore non intenda avvalersi di tale facoltà, le iniziative che il gestore di rete deve adottare al fine di ridurre i tempi di realizzazione;

- e. la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione di nuovi impianti;
- f. le modalità di ripartizione dei costi fra tutti i produttori che beneficiano delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete. Dette modalità, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente e gli stessi gestori di rete traggono dalle connessioni;
- Delibera AEEG n. 50/02, *“Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi”*.

I principali contenuti sono i seguenti:

le definizioni di impianto di Rete e di Utenza per la connessione, le modalità per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche, la presentazione della richiesta di accesso alle infrastrutture, il corrispettivo per la gestione della richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche e garanzie finanziarie.

Alcuni punti salienti della direttiva:

Premesse - “... l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche è volto a consentire l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche dei soggetti che ne fanno richiesta; e deve prevedere parità di trattamento dei soggetti richiedenti, ...”

Art. 3.1 - “Entro 60 (sessanta) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, i soggetti gestori di rete ... omissis... pubblicano e trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche di rispettiva competenza ...”

Art. 3.4 - “I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti ...”

Art. 4.3 - “Il gestore di rete consente al soggetto richiedente la connessione, previa istanza di quest'ultimo, di progettare e realizzare gli impianti di rete per la connessione ...”

- Delibera AEEG n. 281/05, *“Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi”*.

Con la Delibera n. 281/05 vengono introdotti i nuovi criteri per le connessioni degli impianti di generazione alla rete elettrica con tensione nominale superiore ad 1 KV. Essa introduce il principio di un trattamento migliorativo per le fonti rinnovabili. Tale documento, lungamente atteso soprattutto dagli operatori del settore eolico, introduce alcuni elementi di particolare rilievo che riconoscono la necessità di un trattamento differenziato per le fonti rinnovabili di energia rispetto a quelle tradizionali. Tale trattamento differenziato, suffragato dalla normativa nazionale e comunitaria vigente, contribuisce ad un corretto trattamento delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica, evitando possibili penalizzazioni, ed aprendo la strada verso una completa e organica semplificazione volta al reale sviluppo di queste fonti. L'articolo 2 dell'allegato A definisce l'oggetto e l'ambito di applicazione della direttiva.

“Oggetto ed ambito di applicazione

2.1 Con il presente provvedimento vengono fissate condizioni di carattere procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV.

2.2 Il presente provvedimento si applica alle connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi in altissima, alta e media tensione di impianti elettrici di produzione di energia elettrica e di impianti elettrici corrispondenti a clienti finali che immettono o prelevano energia elettrica dalle medesime reti con riferimento a:

a. l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche per gli impianti che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, non siano già connessi ad alcuna rete con obbligo di connessione di terzi;

b. la modifica della connessione, ivi incluso l'aumento della potenza di connessione di impianti elettrici che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, siano già connessi ad una rete con obbligo di connessione di terzi;

c. il rifacimento della connessione.

2.3 I soggetti tenuti ad applicare le disposizioni del presente provvedimento sono:

a. TERNA e i soggetti gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;

b. i soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale superiore ad 1 kV diverse dalla rete di trasmissione nazionale;

c. i soggetti richiedenti la connessione.”

La parte che introduce un principio di trattamento migliorativo per le fonti rinnovabili si trova al titolo 6, “Connessione alle reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili”. L'articolo 12 così recita: “*Articolo 12 Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione*

12.1 In caso di richieste di connessione alle reti elettriche da parte di soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il gestore di rete interessato alla connessione, previa richiesta del soggetto richiedente la connessione:

a) è tenuto a consentire al medesimo soggetto richiedente la connessione la realizzazione degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettera a., come eventualmente modificati in sede di predisposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio;.....”

In seguito alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n.52/00, recante direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale, ora Terna, per l'adozione di regole tecniche ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ed alla deliberazione n. 250/04, recante direttive al Gestore della rete per l'adozione del Codice di trasmissione e dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004, il Gestore della rete di trasmissione nazionale (ora TERNA) ha emesso il seguente codice di rete:

- Codice di Trasmissione Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete

TERNA, ex articolo 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004

Versione positivamente verificata da MAP e AEEG in data 24 maggio 2005

In questo contesto può essere utile fare riferimento anche ai seguenti criteri di allacciamento emessi da gestori di reti di distribuzione:

- DK 5740 Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di ENEL Distribuzione

ENEL , febbraio 2005 Ed. II – 1/31

- SP/00/002 Soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla rete elettrica di media tensione

Alto Adige Servizi, ottobre 2004 Rev. 7

Inoltre la seguente guida tecnica dà requisiti e valori limite specifici per la connessione alla rete in AT di aerogeneratori:

- Criteri generali di connessione delle centrali eoliche alle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV

GRTN – Direzione Rete – Unità Regole e Sistemi

Guida Tecnica N° DPRPX05004, Rev 00, Prima edizione 8/04/2005

Non ci sono specifici standard internazionali che diano i limiti e le raccomandazioni per la connessione alla rete di generatori eolici. Comunque esistono degli standard IEC per aspetti relativi alla qualità della potenza, ma non specifici per sistemi eolici. La IEC 61000-3-6 dà i requisiti concernenti le armoniche e la IEC 61000-3-7 dà i requisiti concernenti il flicker.

- IEC 61000-3-6: 1996, EMC. Part 3: Limits -Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems – Basic EMC publication. (Technical report)
- IEC 61000-3-7: 1996, EMC. Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication. (Technical report)



**UNIVERSITÀ
DI TRENTO**

Dipartimento di
Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica

**Studio sullo sfruttamento
eolico nell'Alto Adige**

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

5 – DEFINIZIONE DI POTENZIALE EOLICO

Con il termine potenziale di una fonte energetica si designano una serie di indicatori fisici del contenuto energetico di una fonte finalizzata al suo sfruttamento ovvero la riduzione di un gradiente (ad esempio la potenza, la potenza per unità di massa, di superficie, il lavoro generabile, ecc.). Al fine di valutare razionalmente il potenziale di una risorsa, vanno classificati in maniera il meno possibile arbitraria i contenuti energetici associabili ai potenziali, in modo da distinguere i fattori oggettivi e misurabili, quelli naturali (potenziale naturale) e quelli tecnologici (rendimenti di conversione) e tecnici (realizzabilità impiantistica compresi i limiti territoriali), da quelli soggettivi o negoziabili, legati ad aspetti di accettabilità ambientale o normative locali. Il risultato di questo approccio è riportato in figura 24 e indica che l'introduzione dei vincoli di natura tecnica e ambientale progressivamente riduce il potenziale disponibile.

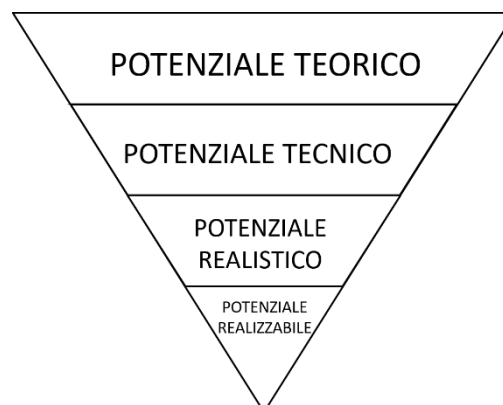


Figura 24 - Il concetto di riduzione del potenziale di una risorsa

Si possono identificare quattro livelli di potenziale:

- Il potenziale teorico;
- Il potenziale tecnico;
- Il potenziale realistico;
- Il potenziale realizzabile.

Tale classificazione evidenzia diversi tipi di potenziale, da quello teorico, di natura anemologica, a quello tecnico (riferito allo stato della tecnologia), a quello realistico (basato su considerazioni

sempre di carattere tecnico, ma legato al territorio di tipo logistico e infrastrutturale), a quello realizzabile che tiene conto di aspetti di carattere amministrativo e di pianificazione territoriale. Ognuno di questi potenziali può essere sviluppato dal punto di vista modellistico per fornire una base oggettiva di valutazione.

Nella valutazione del potenziale teorico viene introdotto il concetto di velocità media cubica che consente di addivenire a una quantificazione della densità del flusso di energia cinetica per metro quadrato di passaggio del vento nel piano verticale e della quantità di energia cinetica annua disponibile. Tale dato consente di stabilire la distribuzione di territorio e di estensione soggetti ad una determinata ventosità, il che consente di ottenere preliminarmente un criterio per la riduzione dell'estensione di territorio tecnicamente sfruttabile dalle turbine in considerazione del campo di funzionamento tipico delle macchine (mediamente 3-4+25-30 m/s). Tale approccio è sostanzialmente differente da quello utilizzato in ambito anemologico, in quanto è finalizzato alla determinazione della ventosità utilizzabile in ambito eolico.

A questo punto viene introdotto il livello tecnologico (capacità di conversione della singola turbina e dei parchi). La turbina eolica è un dispositivo di conversione soggetta a limiti di trasformazione. Il primo è noto come limite di Betz che indica il valore massimo di flusso di energia cinetica (detto flusso limite ovvero valutato senza fenomeni di perdita indotti dalla macchina) elaborabile da un tubo di flusso (indipendentemente dalla tecnologia utilizzata) attraversato dalla corrente di aria. Esso vale circa 0,59 ed indica che solo circa il 60% del flusso di energia cinetica di una corrente d'aria è trasformabile in potenza meccanica da parte della turbina.

Per le turbine con rotore non intubato (la quasi totalità delle macchine) tale valore è ulteriormente ridotto dai valori del rendimento del treno elettromeccanico della turbina, il quale dipende dallo stato dell'arte della tecnologia. Con tale analisi si addivene al valore del potenziale tecnico relativo alla singola unità. Su di esso si costruisce il parametro SRO (specific rated output), che esprime un parametro di densità di potenza tecnologica. Esso, sebbene molto utilizzato, si riferisce in realtà alla potenza massima della turbina (condizione che viene raggiunta per il 10-20% del tempo di funzionamento) e quindi è poco adatto a valutazioni di natura energetica se non per via indiretta (come verrà sviluppato nel paragrafo dedicato). L'espressione della densità di potenza elettrica attraverso il rendimento medio e la velocità media cubica, consente invece di determinare la potenza media per unità di superficie rotorica e la produzione annua (AEP). Il rendimento medio

è di complessa valutazione in quanto dipende sia dalla tecnologia della turbina (distribuzione del coefficiente di potenza e scelta della velocità di massima potenza) ma anche dalla risorsa (distribuzione della velocità). A rigore ogni turbina presenta un valore del rendimento medio differente in funzione della risorsa. Di conseguenza una valutazione realistica del potenziale tecnico della singola unità può essere fatto o per via statistica selezionando classi di turbine commerciali esistenti (secondo un criterio, che potrebbe essere ad esempio la classe di vento IEC) e valutandone il rendimento medio in differenti condizioni di ventosità, oppure effettuare tali valutazioni ricorrendo a una curva di potenza virtuale ottima che rappresenta la prestazione massima ottenibile da una turbina che realizza (dal punto di vista dei parametri progettuali - scelta della velocità di avviamento, velocità nominale, velocità di spegnimento e coefficiente di potenza massimo) il massimo lavoro elettrico annuo ottenibile. L'obiettivo è quello di giungere ad una valutazione dei parametri di potenza ed energia elettrica annua producibile per metro quadrato di superficie del rotore che tenga conto del livello tecnico ma senza ancorarsi a modelli specifici di turbine commerciali. Sarà quindi agevole verificare la potenza ed energia massime producibili in funzione della classe di ventosità del sito. Se tale classificazione segue le norme IEC si otterrà la corrispondenza tra classe di vento e classe di robustezza strutturale indicata dai costruttori. Il potenziale tecnico considera dunque:

- il limite di Betz (turbina limite);
- il coefficiente di potenza medio che dipende dai descrittori eolici del sito (velocità media e media cubica);
- la densità dell'aria che dipende dall'elevazione altimetrica del parco nel caso di parchi onshore;

A questo punto stadio è stato quantificato il potenziale tecnico della singola turbina. Esso, pur indicando la massima potenza per unità di area spazzata delle turbine in commercio, è comunque scarsamente indicativo ai fini della pianificazione poiché lo sviluppo massivo della risorsa eolica richiede l'organizzazione delle turbine in parchi. Il potenziale realizzabile tiene conto dunque di ulteriori coefficienti di riduzione del potenziale che consistono sostanzialmente nei rendimenti fluidodinamici di scia, ovvero delle penalizzazioni dovute al ripristino energetico solo parziale tra file di turbine successive. Esso dipende dal layout dell'area destinata a parco e dalla distribuzione delle direzioni del vento nell'anno, per cui anche per questo parametro vanno dedotti parametri statistici medi. Attraverso queste valutazioni si concretizza il passaggio dal potenziale

per unità di area del rotore al potenziale unità di estensione territoriale. Il potenziale realizzabile considera anche il rispetto delle zone di rispetto perimetrali del parco (per motivi di sicurezza operativa) e delle distanze inter-parco, necessarie per garantire i livelli di produzione e in ultima analisi, di ottimizzare lo sfruttamento della risorsa. Il potenziale realizzabile considera:

- perimetro tecnico minimo del parco (ciò è determinato dal layout del parco, della relativa funzione di densità)
- le distanze inter-parco;
- le massime pendenze;

Infine il potenziale realistico o effettivo tiene conto di ulteriori vincoli di natura eminentemente territoriale, sia di carattere ambientale che di carattere normativo e indica la densità di potenza media e l'AEP per unità di area di superficie di territorio [MW/km²], ed è espresso come indice di occupazione effettiva dei parchi eolici. Esso considera la riduzione di territorio disponibile a causa di vincoli non negoziabili o parzialmente negoziabili:

- aree di tutela ambientale (SIC, parchi, ecc.);
- aree archeologiche;
- aree militari e demanio;
- rete infrastrutturale viaria ed elettrica;
- altro.

Dall'analisi di un set preliminare di parchi eolici appare come si possa addivenire a una modellazione abbastanza accurata di natura geometrica. Più controverso ma necessario è il modello di completamento delle occupazioni territoriali dovute alle aree di buffer, sia di tipo tecnico/operativo (piazzole di manutenzione, accessi) che di sicurezza (distanze minime per pericoli di crollo delle torri, distanze minime tecniche da infrastrutture, ecc.). Su questo tema oltre alle valutazioni di tipo scientifico, si è preso spunto dalle pratiche autorizzative emanate da diversi comuni italiani e stranieri (best practice). A ciò si aggiunge la tematica estremamente importante, della quale non si trova traccia se non occasionalmente in letteratura, delle distanze infra-parco necessarie per garantire la massimizzazione dell'estrazione della risorsa in una data area territoriale e garantire al contempo le previsioni di produzione nel tempo dei singoli operatori, anche se tale problematica difficilmente sarà riscontrabile sui siti montani.

Come indicato in Figura 24, il potenziale di una risorsa si riduce progressivamente dal livello teorico a quello realizzabile. Nel lungo termine, il potenziale realizzabile tende teoricamente al potenziale realistico. Dall'esperienza maturata in studi analoghi anche a livello nazionale, i fattori maggiormente limitanti sono di tipo tecnico-logistico-infrastrutturale, considerati come vincoli non negoziabili, ovvero, si pone come prioritaria la verifica:

- dei requisiti morfologici delle aree (in particolare delle pendenze massime)
- dell'accessibilità per i mezzi adibiti al trasporto dei componenti, le gru ed i mezzi per il movimento terra;
- della possibilità di allacciamento alla rete elettrica o di funzionamento dell'impianto in isola.

Dai risultati di questo primo vaglio vengono verificate le ventosità delle aree tecnicamente idonee attraverso l'uso degli atlanti eolici (in mancanza di misure dirette). Quindi vengono verificate le condizioni climatiche della zona, comprendenti la ventosità media ad una certa altezza, l'effetto della quota, la presenza probabile di ghiaccio, le temperature estreme, ecc..) per assicurarsi che siano tali da permettere un corretto funzionamento delle macchine. In ultimo si analizzano le zone protette. Vengono poi introdotte considerazioni di micrositing: particolari controindicazioni al funzionamento degli aerogeneratori dettate dalla sicurezza che sempre deve essere garantita alle persone, animali e alle cose, quali le distanze che mitigano gli effetti del rumore, dello sfarfallamento, dell'intrusione visiva, e dei vincoli faunistici. Dai risultati di questa analisi si ottengono le aree residuali, sulle quali si può effettuare l'analisi di fattibilità economica (segue nella prossima sezione).

6 - ANALISI ECONOMICA DEGLI IMPIANTI EOLICI

L'analisi economica degli impianti eolici può essere condotta utilizzando diversi modelli, a seconda dell'obiettivo dell'investimento e dal grado di informazioni che si desidera ottenere. A livello territoriale il parametro più utilizzato che consente di valutare la fattibilità economica di una tecnologia su base di macro-indicatori e il confronto con tecnologie concorrenti è il costo attualizzato di produzione del lavoro (Levelised Cost of Energy -LCOE) sulla base di durate di vita diverse, dimensioni del progetto, costi di capitale, rischi, rendimenti e capacità differenti. È definito come la somma di tutti i costi di capitale e dei costi di esercizio e manutenzione per tutta la vita tecnica dell'impianto (scontati al valore attuale), divisi per la produzione di energia elettrica immessa nella rete (o utilizzata localmente) per la durata della tecnologia (anch'essa scontata al valore attuale). La metodologia utilizzata generalmente presuppone che la spesa in conto capitale venga effettuata nell'anno zero e che l'impianto inizi a funzionare nell'anno uno. LCOE è definito come il prezzo dell'energia (costo monetario per unità di energia prodotta) per il quale il valore attuale netto dell'investimento è zero e rappresenta quindi il ricavo medio per unità di energia prodotta (e/kWh). L' LCOE può essere utilizzato:

- per confrontare diverse tecnologie;
- per confrontare i progetti energetici con i prezzi di mercato prevalenti.

Se il prezzo di mercato è superiore al LCOE, il margine per unità di prodotto è positivo (prezzo di mercato – LCOE è maggiore di zero) e il progetto dovrebbe essere redditizio. Se il prezzo di mercato è inferiore al LCOE, il progetto avrà margini negativi e non sarà redditizio.

6.1 - Limiti dell'impiego del parametro LCOE

L'utilizzo dell'LCOE in questo modo per valutare fonti rinnovabili variabili come l'energia eolica e quella solare presenta alcune insidie, poiché l'LCOE viene spesso confrontato con il prezzo medio dell'elettricità. Questo confronto è sbilanciato a sfavore dell'energia solare e a favore dell'energia eolica, perché è più probabile che l'energia solare produca elettricità durante il giorno (quando i prezzi sono alti), mentre l'energia eolica fornisce elettricità durante tutto il giorno e anche durante la notte (quando i prezzi sono solitamente bassi). Un approccio più coerente, che è altrettanto

rilevante per le centrali elettriche alimentate a combustibili fossili quanto per quelle rinnovabili, sarebbe quello di confrontare il LCOE con il prezzo medio al momento in cui ci si aspetterebbe che la centrale elettrica generi elettricità.

L'LCOE è definito come:

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T LCOE \frac{AEP_t}{(1+r)^t} = LCOE \sum_{t=0}^T \frac{AEP_t}{(1+r)^t}$$

dove:

- C_t rappresenta la somma di tutti i costi di capitale sostenuti nell'anno t (questi possono essere pari a zero, tranne durante i primi anni del progetto) e dei costi operativi sostenuti nell'anno t (comprendono O&M, tasse, salari e stipendi, ecc.);
- AEP_t è la produzione di energia elettrica dell'anno generico t ;
- r è il tasso di interesse.

Nelle analisi di investimenti nel settore energetico di una certa importanza, il tasso di interesse è sostituito dal costo medio ponderato del capitale (WACC - Weighted Average Cost Of Capital), utile in particolare per valutare l'analisi dei flussi di cassa scontati e ricavare il valore attuale netto (VAN) di un'azienda. Esso tiene conto del fatto che le fonti di finanziamento di un'azienda sono reperite da tre fonti principali: capitale proprio, debito e azioni privilegiate. Il costo totale del capitale è definito come la media ponderata di ciascuno di questi costi.

$$WACC = [K_e \cdot E + K_d \cdot D \cdot (1 - T) + K_{ps} \cdot PS] \frac{1}{D + E + PS}$$

Dove:

- K_e = costo del capitale proprio;
- K_d = costo del debito;
- K_{ps} = costo delle azioni privilegiate;
- E = valore di mercato del capitale proprio;
- D = valore di mercato del debito;

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

- PS = valore di mercato delle azioni privilegiate;
- T = aliquota d'imposta;

K_e riflette la rischiosità dell'investimento azionario nella società. K_d riflette il rischio di insolvenza dell'azienda, mentre K_{ps} riflette la sua posizione intermedia in termini di rischio tra debito e capitale proprio. I pesi di ciascuna di queste componenti riflettono le rispettive proporzioni del valore di mercato e misurano il modo in cui l'azienda esistente è finanziata. WACC corrisponde al tasso interno di rendimento (IRR) senza leva finanziaria. T è il numero di anni di vita tecnica del sistema. Quindi si ottiene:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{AEP_t}{(1+r)^t}}$$

Si noti che se tutti i costi in conto capitale vengono sostenuti nell'anno zero, il termine non rientra nell'equazione LCOE. In questo caso il termine costo di capitale è denominato Costo Totale Installato (TIC). In questo caso l'equazione LCOE diventa:

$$TIC + \sum_{t=0}^T \frac{M_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T LCOE \frac{AEP_t}{(1+r)^t}$$

M_t copre tutti i costi tranne TIC.

6.2 - Analisi delle voci di costo

Il costo annuo totale (C_t) di un impianto di produzione di energia rinnovabile può essere calcolato considerando:

1. il costo del capitale investito, principalmente interessi, ammortamenti, assicurazioni, tasse, in funzione del capitale investito, cioè dell'intero costo di costruzione dell'impianto;
2. costi di gestione e manutenzione (O&M) che comprendono stipendi e salari, revisione delle attrezzature, riparazioni, compresi pezzi di ricambio, acqua, olio lubrificante, prodotti chimici e spese varie;

Per cui si ottiene:

$$C_t = \sum_{n=1}^{N_c} (C_c + C_R)_n \left(\frac{r + m}{100} \right)_n + (T + O\&M + W\&S + CS + MS)$$

Dove:

- N_c è il numero dei componenti principali dell'impianto (turbina, BOP);
- C_c il costo di costruzione del singolo componente dell'impianto (costruzioni civili come la fondazione, le strade di accesso, ecc. compreso l'acquisizione del terreno, beni immateriali, licenze, brevetti, royalties);
- C_R sono i costi di ripristino ambientale;
- r è il tasso di interesse reale [%];
- m è il tasso di ammortamento [%];
- T sono le imposte calcolate sui ricavi derivanti dall'acquisto di energia;
- $W \& S$ sono salari e stipendi;
- $O\&M$ è la manutenzione ordinaria e straordinaria;
- MS sono i costi vari (costi amministrativi, assicurativi);
- CS è il costo sociale

6.2.1 - Costi di costruzione

I costi di costruzione di un impianto sono costituiti dalle spese per:

- pianificazione e progettazione;
- preparazione del terreno e del sito, compresi i collegamenti stradali (e ferroviari);
- fondazioni di edifici e macchinari;
- attrezzature dell'impianto, compreso il trasporto in loco;
- montaggio e collaudo delle attrezzature;
- interessi in corso di costruzione (per i pagamenti effettuati prima della messa in funzione dell'impianto);
- lavoro amministrativo.

I costi di costruzione sono spesso suddivisi in costi di impianto, costituiti dal costo di tutte le infrastrutture e degli impianti, ad eccezione delle unità di produzione di energia. Ad esempio, il BOP di un parco eolico è composto principalmente dalle seguenti voci.

- piazzole per gru/supporti rigidi;
- fondazioni;
- sottostazione civile ed elettrica;
- ammodernamenti e costruzioni stradali;
- cablaggio alla sottostazione e alla rete;
- Sistema di gestione della sicurezza;
- trasformatori;
- spese varie.

6.2.2 - Costi di O&M

I costi di O&M sono la somma di due componenti: costi fissi e costi variabili. I costi fissi di O&M sono correlati alla manutenzione ordinaria del sistema, alla sostituzione dei componenti e ai costi di manodopera e rappresentano generalmente una piccola frazione dei costi totali di O&M. I costi fissi di O&M vengono sostenuti indipendentemente dall'energia prodotta da un processo e vengono inseriti per unità di capacità (ad esempio e per MW). I costi variabili di O&M vengono inseriti per unità di energia in uscita, in entrata o in perdita (ad esempio e per MWh). Valutati sulla base dei MW installati, i costi di investimento e di gestione degli impianti convenzionali risultano comparabili come indicato nella Tabella 10 (varie fonti, aggiornata al 2024). In Tabella 11 si riportano i valori medi dei costi delle tecnologie rinnovabili.

Tabella 10 - confronto LCOE principali fonti di generazione (2024).

Tecnologie di generazione	LCOE [Euro/kWh]	note
Impianti termici a carbone	66÷ 152	
Impianti turbogas di picco	150÷ 199	
Impianti termo-nucleari	118÷ 192	Il costo non include i costi di smantellamento e le spese in conto capitale per la manutenzione in corso.
Impianti combinati a gas	44÷ 68	
Eolico onshore	28÷ 54	
Eolico onshore siti montani (esperienze DICAM)	130-180	

Eolico offshore	89	stima futura per costo capitale di 2,5÷3,5 Euro/kW
Solare PV	151÷ 242	Residenziale su tetto
Solare PV	75÷ 154	Industriale e commerciale su tetto

Tabella 11 - principali costi delle tecnologie rinnovabili (2023).

Tecnologia rinnovabile	Taglia media [MW]	TIC [Euro/kW]	O&M Costi fissi [Euro/kW]	O&M Costi variabili [Euro/kW]
Biomasse	50	4525	131,62	5,06
Geotermico	50	3076	143,22	1,21
Idroelettrico convenzionale	100	3083	43,78	1,46
Eolico grande taglia onshore (italia, turbina singola)	2	2040	35,56	0
Eolico grande taglia onshore (italia, parco)	20	1718	25,57	0
Minoeolico	0,1	3000-12500	120-180	0
Eolico offshore (parchi)	200	6041	115,16	0
Solare PV a inseguimento	150	1327	15,97	0
Solare PV con accumulo	150	1748	33,67	0

6.3 - La produzione di energia elettrica annua dell'impianto eolico (AEP)

La stima della produzione energetica annua netta (AEP) (Annual Energy Production) e dell'incertezza associata alla AEP è ottenibile partendo dalla curva di potenza della turbina e dalla distribuzione di probabilità di vento del sito, oltre che da una serie di informazioni che sono specifiche della campagna di misura e delle caratteristiche del sito (derivabili dal micro-siting) senza le quali la valutazione risulta generica ed affetta da elevata incertezza.

Il calcolo del lavoro annuo viene oggi effettuato in maniera automatica utilizzando software commerciali che dispongono di una selezione di curve di potenza di turbine precaricate (fornite dai costruttori) o attraverso la predisposizione di un semplice foglio di calcolo, inserendo di volta in volta le curve di potenza elettriche delle singole macchine (dedotte da cataloghi). Introducendo la caratteristica della risorsa eolica, in forma di modello teorico (ad esempio la distribuzione di Weibull) o direttamente con il dato misurato, si può dedurre l'AEP.

6.3.1 - Calcolo dell'AEP tramite coefficienti di Weibull

Sebbene dal punto di vista pratico, il calcolo dell'AEP venga sempre effettuato sulla base dei dati misurati, può essere utile descrivere tale procedura, dal punto di vista teorico, partendo da una modellazione analitica della risorsa, ad esempio attraverso la funzione di Weibull, al fine di evidenziare alcuni aspetti di carattere generale. Nota la densità di probabilità (Probability Density

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

Function) delle velocità del vento $f(V)$ si può determinare la densità di probabilità di flusso di energia cinetica $f(W)$ del vento, attraverso la seguente espressione:

$$f(W) = \frac{f(V)V^3}{\bar{V}_3^3}$$

$\bar{V}_3^3$ è la velocità media cubica. Se l'espressione viene ulteriormente moltiplicata per il limite di Lanchester-Betz, si ottiene la massima frazione utilizzabile:

$$f(W_u) = \frac{16}{27} \frac{f(V)V^3}{\bar{V}_3^3}$$

Inserendo nella precedente la distribuzione del coefficiente di potenza della generica turbina, si ottiene la frazione di densità di potenza per tale turbina sul sito:

$$f(W_T) = C_P(V) \frac{f(V)V^3}{\bar{V}_3^3}$$

La potenza media annua prodotta è pari a:

$$\bar{P}(V) = \int_0^\infty P(V)f(V)dV = \frac{1}{2}A_D\bar{\rho} \int_0^\infty C_P(V)V^3f(V)dV$$

Il lavoro annuo risulta:

$$AEP = \frac{1}{2}A_D\bar{\rho} \int_0^\infty C_P(V)V^3f(V)dV \cdot 8760$$

dove con $\bar{\rho}$ si indica il valore medio annuo della massa volumica dell'aria. Se come funzione di distribuzione viene utilizzata quella di Weibull, la funzione di distribuzione di velocità è pari a:

$$f_W(V) = \frac{k}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{V}{C}\right)^k \right]$$

6.3.2 - Calcolo dell'AEP con dati reali

Disponendo di dati reali, il lavoro annuo è ottenuto attraverso una serie di operazioni:

- I dati di velocità misurati e mediati sull'intervallo di 10 minuti (all'incirca 56575 valori annui al lordo di errori o deficit di registrazione) vengono suddivisi in classi con ampiezza 0,5 m/s (detti bin);
- si ordinano i dati per ottenere una distribuzione di frequenza in funzione delle classi;

- si calcola quindi il numero di ore/anno N_i in relazione alle quali si verifica una velocità del vento compresa in ogni classe quindi tra V_{i-1} e V_i , secondo la seguente:

in relazione alle quali si verifica una velocità del vento compresa in ogni classe quindi tra V_{i-1} e V_i , secondo la seguente:

$$N_i = [f(V_i) - f(V_{i-1})] \cdot 8760$$

si procede al calcolo del lavoro annuo come:

$$AEP = 8760 \sum_{i=1}^{N_{bin}} [f(V_i) - f(V_{i-1})] \frac{P_i + f(P_{i-1})}{2}$$

La procedura diventa via e via meno corretta al crescere dell'intervallo di media e dell'ampiezza delle classi. Il calcolo è quasi totalmente inattendibile quando l'intervallo di media è uguale o maggiore a 60 minuti. L'impiego di classi di 1m/s di intervallo di velocità anziché 0,5 m/s comporta una sovrastima nell'AEP che può arrivare anche al 20%.

6.3.3 - Fattori di perdita e livello di incertezza

Il risultato ottenuto nei paragrafi precedenti, essendo di derivazione statistica, fornisce la probabilità del 50% (espressa convenzionalmente come P50) che la produzione elettrica annua venga ecceduta da una macchina operante al 100% di disponibilità tecnica. Esso rappresenta la cosiddetta produzione lorda, che non tiene conto di molteplici fattori di scostamento che andranno nella realtà in parte a ridurla (fattori di perdita) e in parte a incrementarla (fattore di recupero), generando la cosiddetta produzione netta. Le correzioni modificano il livello di produzione attesa e introducono un livello di incertezza verosimile, operazione per la quale è richiesta una notevole esperienza. Tale processo, con le indicazioni delle principali correzioni è schematicamente riportato in Figura 25. L'incrocio dei dati derivanti dalla disposizione delle turbine, dalla caratterizzazione del sito e dagli adeguamenti conseguenti operati sui settaggi della curva di potenza, concorrono a determinare la produzione netta attesa. È di particolare interesse, per gli sviluppatori di siti, il confronto di tale valore con quello reale per aumentare l'accuratezza dei modelli predittivi impiegati.

La presenza di numerosi fattori di non facile modellazione fisica rende complesse queste valutazioni. Esse saranno tanto più aderenti alla produzione reale quanto più estesa è la

disponibilità di dati (che consentono una trattazione statistica di casi simili) e la presenza di un database storico organizzato.

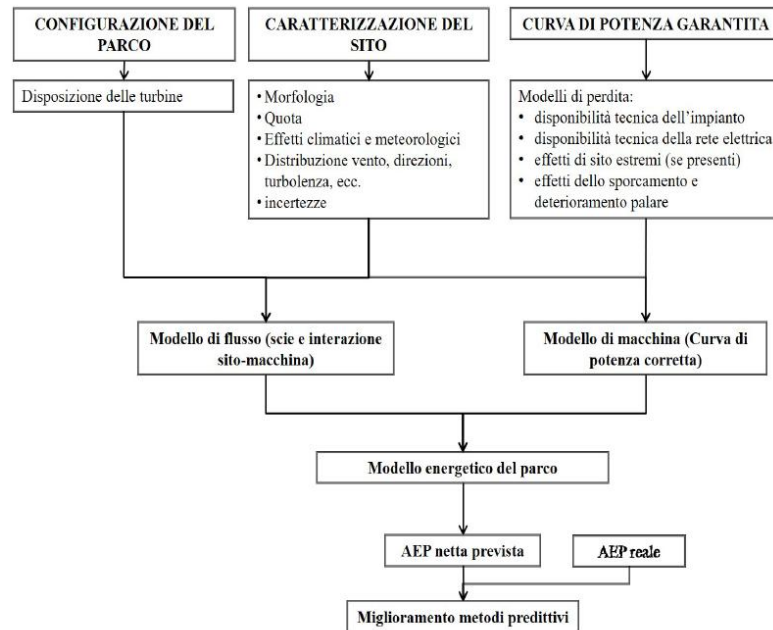


Figura 25 - schema dei principali fattori che intervengono a vari livelli nella determinazione dell'AEP (Annual Energy Production) atteso.

6.4 - Le perdite

I principali fattori di scostamento derivano da contributi di perdita che possono essere raggruppati come segue:

Fattori di impianto

Sono costituiti dalle perdite che si verificano a livello di impianto (Tabella 3):

- rispondenza dei valori dichiarati della curva di potenza;
- disponibilità tecnica (IEC61400);
- caratteristiche del controllo (es. reattività, grado di complessità);
- interventi correttivi del costruttore (logica del controllo). Questo punto riguarda la possibilità di adattare il settaggio del sistema di controllo della turbina alle caratteristiche del sito.

Fattori di sito che influenzano la curva di potenza

Tali perdite sono ascrivibili a fenomeni di sito che inducono delle alterazioni sulla curva di potenza e del funzionamento della turbina (Tabella 12):

- densità dell'aria (temperatura e pressione): questo effetto può determinare sia riduzioni che incrementi della potenza
- intensità della turbolenza;
- condizioni dell'atmosfera (stabilità, ovvero andamento annuale del profilo di velocità verticale);
- eventi estremi (temperature estreme, ghiaccio, pioggia, ecc.);
- assorbimenti di potenza di dispositivi ausiliari per climi non standard (detti climi caldi e freddi);
- perdite fluidodinamiche di scia;
- contaminazione delle superfici (sporcamento pale e accrescimento di ghiaccio).

Ad esempio, con riferimento agli effetti della densità dell'aria, si precisa che la curva di potenza è fornita dal costruttore alle cosiddette condizioni standard (15°C, 101325 Pa), ovvero alle condizioni di clima temperato e sito posto al livello del mare, dove la densità standard dell'aria risulta essere di 1,225 kg/m³ (ρ_{std}). La norma CEI EN 61400-12-1 indica una procedura di correzione della curva di potenza per tenere conto di condizioni di temperatura e pressione diverse. Nel caso ricorrano le condizioni di densità differente da quella standard ($\rho > \rho_{std} \pm 0,05 \text{ kg/m}^3$), la curva di potenza viene scalata secondo la seguente procedura:

se la turbina eolica controlla la massima potenza tramite stallo passivo, la correzione della potenza erogata (P) è effettuata tenendo conto dell'effettiva densità dell'aria secondo la seguente relazione:

$$P_{corr} = P \frac{\rho_{std}}{\rho}$$

nel caso in cui la massima potenza della turbina sia controllata regolando il passo pale, la correzione è eseguita sui valori della velocità effettiva (V):

$$V_{corr} = V \left(\frac{\rho}{\rho_{std}} \right)^{1/3}$$

In Figura 26 viene riportato un esempio di modificazione della curva di potenza per una turbina controllata per stallo installata a una quota di 1050 m s.l.m. Nel caso indicato, gli effetti della quota comportano una riduzione dell'energia elettrica lorda prodotta di circa il 10%. La curva di potenza viene determinata raccogliendo misure simultanee di vento e potenza nel sito di prova per un periodo sufficientemente lungo da stabilire un database significativo dal punto di vista statistico in un certo campo di velocità del vento e di condizioni atmosferiche. Ovviamente, come già fatto rilevare, la curva di potenza ottenuta sperimentalmente su un sito di prova è rappresentativa, a rigore, solo del comportamento della turbina in quel determinato sito, per cui è necessario ricorrere ai fattori di correzione citati all'inizio del capitolo per prevedere il comportamento della turbina nel sito prescelto.

Tabella 12 - valori indicativi dei principali fattori di correzione del lavoro elettrico annuo (AEP) dovuti all'impianto.

FENOMENO	VALORE	NOTE
Accuratezza nascente della curva di potenza	$\pm 5\% \div -50\%$	dipende dal fatto che la curva di potenza sia teorica o sperimentale
Bloccaggio	$0\% \div -50\%$	da applicarsi se la curva di potenza è ottenuta in galleria del vento con bloccaggi elevati
Disponibilità tecnica della turbina	$-5\% \div -10\%$	dipende dal numero di ore di fermi tecnico per guasti o manutenzione programmata
Disponibilità tecnica del BOP (Balance of Plant)	$0\% \div -2\%$	idem
Disponibilità tecnica della rete elettrica nazionale	$0\% \div -3\%$	dipende dalla robustezza della rete e/o dai distacchi di sicurezza
Caratteristiche intrinseche della macchina		
Capacità del rotore di allinearsi efficacemente al vento	$0\% \div -10\%$	dipende dal controllo
Efficacia del sistema di controllo nella massimizzazione della potenza	$0\% \div -10\%$	dipende dal controllo
Efficacia del sistema di controllo nel gestire di partenza e spegnimento	$0\% \div -10\%$	dipende dal controllo
Assorbimento da parte degli ausiliari	$0,1\% \div 1\%$	energia elettrica per il funzionamento di motori di passo, imbardata, ventilatori di raffreddamento, ecc.
Perdite delle connessioni elettriche fra quadro della turbina e punto di consegna dell'energia elettrica (BOP)	$-2\% \div -10\%$	dipende dalla distanza dai punti di connessione.
Perdite di efficienza di vari componenti negli anni (degrado fluidodinamico delle pale, meccanico degli organi ed elettrico)	$-0,5\% \div -10\%$	dipende dal livello di manutenzione e qualità dei componenti.

Tabella 13 - valori indicativi dei principali fattori di correzione per la produzione annua del lavoro elettrico annuo (AEP).

FENOMENO	VALORE	NOTE
Densità dell'aria	per $\rho < 1,225 \pm 0,05$: $-5\% \div -17\%$ ($\rho = 90\% \rho_t$) per $\rho > 1,225 \pm 0,05$: $+6\% \div +18\%$ ($\rho = 110\% \rho_t$)	dipende dal sito dipende dal sito
Turbolenza	$-5\% \div +3\%$	dipende dalle condizioni di prova del costruttore, ha effetto sulla curva di potenza
Interventi correttivi del costruttore (logica del controllo)	$-5\% \div +10\%$	possibilità di adattare il settaggio del sistema di controllo alle caratteristiche del sito (es. siti ad alta quota, ha effetto sulla curva di potenza)
Assorbimento da parte degli ausiliari per siti non standard e altri interventi	$0,1\% \div -20\%$	riscaldatori (cold/hot weather packages), depotenziamento del generatore per eccesso di temperatura ecc.
Terreni complessi	$-5\% \div +5\%$	dipende dalla pendenza
Perdite di scia	0% se -10%	si applica per wind farms
Profilo verticale di velocità	$0\% \div \pm 10\%$	va disaccoppiato dalla turbolenza
Ghiaccio	$0\% \div -20\%$	dipende dal numero di giorni di ghiaccio e dalla severità della crescita del ghiaccio
Sporcamento ed erosione delle pale	$0\% \div -5\%$	dipende dal grado di contaminazione dell'aria in sito.

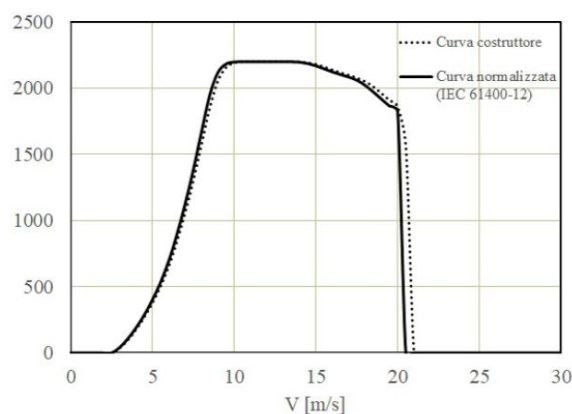


Figura 26 - esempio di modificazione della curva di potenza (curva normalizzata) per una turbina controllata al passo installata a una quota di 1050 m s.l.m.

6.5 - Il concetto della P50, P75 e P90

Al valore di produzione fornito dalle precedenti relazioni è associato da un valore di incertezza. Se si ipotizza che la produzione sia caratterizzata da una distribuzione normale di probabilità di verificarsi, è possibile assegnare a ogni valore di probabilità (di confidenza) un valore

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

di produzione, detta produzione probabile. Convenzionalmente si indica con P50 la produzione attesa con il 50% di probabilità che l'energia annuale sia maggiore di tale valore. Con gli acronimi P75 e P90 si indica invece la produzione con il 75% e 90% rispettivamente di probabilità che l'energia annuale sia maggiore di quella prevista (oppure corrisponde alla produzione con il 25% o 10% di probabilità che l'energia annuale sia minore). Ovviamente, al crescere della percentuale di probabilità, corrisponde una minore produzione attesa. Attraverso questo approccio è possibile creare degli scenari più o meno conservativi sul livello di produzione elettrica attesa, in funzione dell'affidabilità dei dati di partenza (conoscenza della risorsa, della curva di potenza, ecc.).

Dal punto di vista pratico, ottenuto il valore della produzione attesa netta secondo la procedura delineata in precedenza, si assume tale valore (P50) come il valore centrale (mediana) della campana di distribuzione normale. La deviazione standard associata a tale valore è la misura della dispersione ed è data dalla combinazione delle incertezze (errori) associate al calcolo di producibilità. Generata la distribuzione normale, si costruisce la curva cumulata e si calcola convenzionalmente il valore della produzione con la probabilità del 75% e 90% come indicato nell'esempio di Figura 27. La stessa procedura può essere ripetuta variando l'incertezza di previsione a 10 o 20 anni.

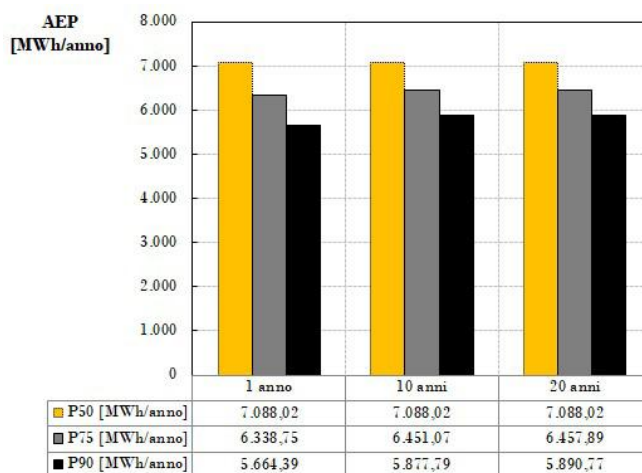


Figura 27 - valori delle produzioni attese P50, P75 e P90 per un impianto eolico.

A sintesi di quanto introdotto nei paragrafi precedenti, si riporta in Figura 28 lo schema di flusso del processo di determinazione dell'AEP.

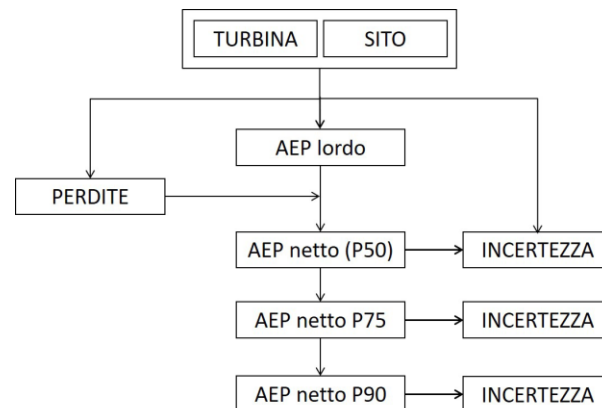


Figura 28 - schema del processo di determinazione dell'AEP netto.

7 – ANALISI DEL POTENZIALE EOLICO REALIZZABILE IN ALTO ADIGE: DEFINIZIONE E ANALISI DEGLI SCENARI

Questa sezione è dedicata all'analisi del potenziale eolico realizzabile in Alto Adige. L'individuazione di siti idonei alla realizzazione di centrali eoliche riveste una grande importanza nello sviluppo e la diffusione dell'utilizzazione della risorsa eolica sul territorio. Il processo di selezione dei siti dovrebbe essere preceduto da uno studio preliminare che garantisca il soddisfacimento di una serie di criteri tecnici ed economici indispensabili per una idonea localizzazione.

Per quanto concerne gli aspetti tecnici e con riferimento alle caratteristiche del territorio Provinciale sono stati discussi diversi criteri di valutazione a cui potere fare riferimento in una fase di individuazione e scelta dei siti. Tali criteri sono stati raggruppati in base alle loro caratteristiche comuni in fattori di valutazione. Nella prima parte verranno discusse la qualità della risorsa del vento e l'affidabilità delle basi dati su cui basare il calcolo del potenziale. Segue una descrizione della metodologia applicata, con i vincoli territoriali e tecnologici esistenti. Nella parte finale vengono identificati dei possibili scenari con considerazioni su delle aree potenzialmente compatibili con l'installazione di aerogeneratori, previa modifica dei vincoli sull'utilizzo del suolo esistenti.

7.1 – Analisi della risorsa eolica

La disponibilità di risorsa eolica è il fattore chiave che determina la fattibilità economica o meno di impianti eolici. E' necessario compiere una distinzione tra le operazioni di micro- e macro-siting. Nel primo caso, si valuta la potenzialità specifica di un sito, che una volta identificato come compatibile con i vincoli esistenti diventa oggetto di una campagna anemometrica con durata variabile dai 6 ai 24 mesi. L'obiettivo è quello di quantificare la risorsa in termini di velocità media, direzione, stagionalità, etc. e conseguentemente di determinare i parametri economici corrispondenti (ed. LCOE). Nelle operazioni di macro-siting si ricorre invece a delle mappe di vento che forniscono una indicazione in linea di massima sulle caratteristiche medie della risorsa eolica. In questa fase del lavoro sono state valutate due basi dati comunemente utilizzate per queste valutazioni, ovvero AEOLIAN (Atlante Eolico Italiano) e NEWA (New European Wind Atlas).

7.1.1 - New European Wind Atlas (NEWA)

Questa base dati è stata inizialmente scelta per la buona risoluzione spaziale (50 m x 50 m). Il database dell'atlante contiene per ogni cella georeferenziata due bande (50m dal suolo e 100m dal suolo) contenenti le seguenti informazioni identificative della risorsa eolica:

- Velocità media del vento [m/s]
- Coefficienti di forma (k) e di scala (A [m/s]) della distribuzione di Weibull rappresentativa della risorsa
- Densità dell'aria [kg/m^3]
- Densità di potenza [W/m^2]
- RIX indice della complessità orografica

Come verrà mostrato nella sezione successiva, si è resa necessaria una verifica delle grandezze riportate nel database. Infatti, nella base dati sono stati riscontrati per alcune aree non isolate valori assolutamente non realistici di velocità di vento (superiori a 20 m/s a 50 metri), di coefficienti di Weibull ($k > 2.3$) e di densità di potenza ($W > 1500 \text{ W/m}^2$). La sorgente di questi errori è stata ipotizzata essere la modellazione dei flussi atmosferici realizzata da NEWA, che non è in grado di rappresentare alle microscale la risorsa eolica in territori a orografia complessa. Questo aspetto è ulteriormente confermato dall'analisi dell'indice RIX, che valuta l'affidabilità dei modelli sul territorio. I manuali d'uso dell'atlante NEWA reputano la previsione affidabile fino a $\text{RIX}=0.02$, moderatamente affidabile fino a 0.05 e totalmente inaffidabile per valori superiori. Come mostrato in Figura 32, la caratterizzazione della risorsa eolica di NEWA risulta non essere sufficientemente accurata in quasi totalità del territorio dell'Alto Adige. Stime affidabili si ottengono esclusivamente nelle aree pianeggianti (es. valli e fondovalle), le quali sono tuttavia di scarso interesse per le applicazioni eoliche a causa delle moderate velocità del vento e della forte presenza antropica.

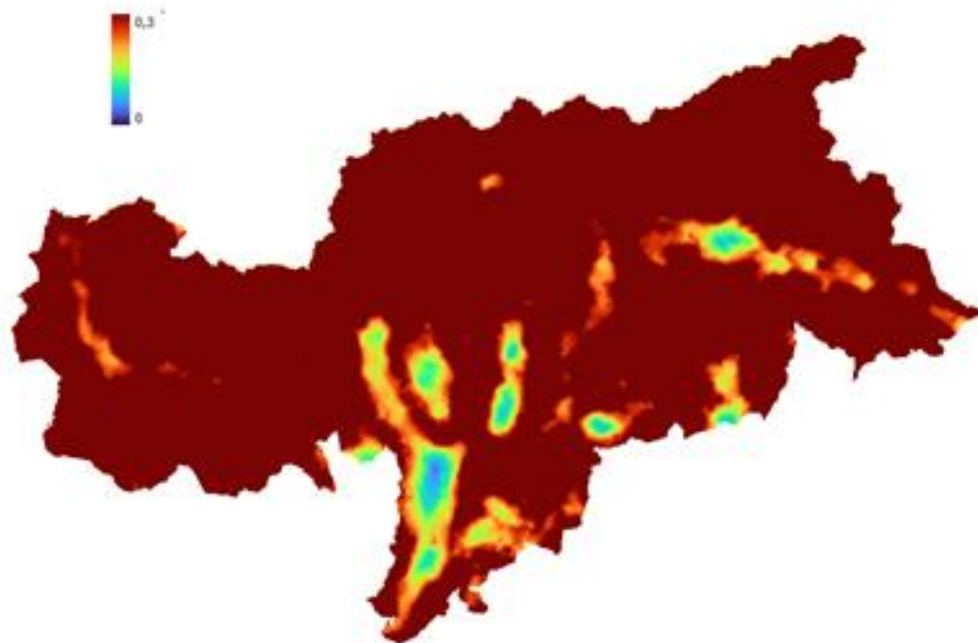


Figura 29 - Indice RIX saturato a 0,3 le aree entro i limiti di affidabilità di NEWA sono in blu

7.1.2 – Atlante Eolico Italiano (AEOLIAN)

A seguito dell'analisi delle stime di vento prodotte da NEWA e avendole valutate come inaccurate per gli scopi correnti, è stata valutata un'ulteriore base dati. Infatti, il territorio provinciale è coperto anche dall'Atlante Eolico Italiano (AEOLIAN), una base dati sviluppata da RSE. A differenza di NEWA, AEOLIAN è caratterizzato da una risoluzione spaziale inferiore (1.4 km x 1.4 km). Pur basandosi anch'esso su risultati ottenuti con modelli lineari, i dati sono stati successivamente sottoposti ad un'operazione di nesting con i dati raccolti da alcune centinaia di stazioni meteo disseminate sul territorio italiano.

Le informazioni messe a disposizione da AEOLIAN sono analoghe a quelle di NEWA, includendo anche un maggior numero di quote dal suolo. Pertanto è stato possibile realizzare un confronto tra i dati dei due database, valutando i parametri della risorsa a 50 metri dal suolo. In Figura 30 è riportato un confronto tra i due atlanti rispetto alle aree con velocità del vento superiori a 6 m/s. Appare evidente come, nonostante entrambi NEWA e AEOLIAN siano in accordo rispetto alla stima in alcune aree, quasi tutte collocate in quota, il primo identifichi una porzione molto maggiore del territorio.

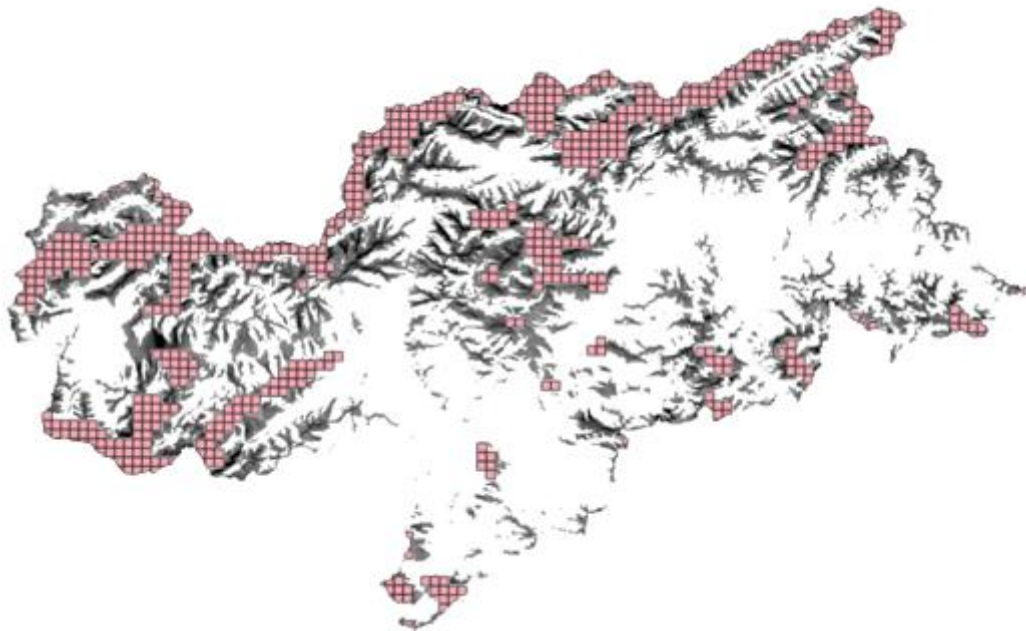


Figura 30 - Confronto NEWA (scala di grigi) e AEOLIAN (quadrati rosa) ($> 6\text{ m/s}$).

Al fine di provare la maggiore affidabilità di AOELIAN, sono state confrontate le distribuzioni statistiche relative al parametro di forma di Weibull ed alla densità di potenza (Figura 31 e Figura 32). Nelle due distribuzioni si osserva che NEWA predice un grande numero di celle con parametro di forma $k < 1$ (fisicamente non consistente) e sia presente nello stesso un grande numero di dati con densità di potenza molto elevata. Per riferimento, aree caratterizzate da una risorsa eolica eccellente sono considerate quelle con densità di potenza superiore a 800 W/m^2 . In questo caso l'apparente disponibilità di aree ad alta potenzialità è dovuta all'incapacità di NEWA di modellare un territorio a orografia complessa. Pertanto nel proseguo del lavoro è stata utilizzata la base dati AEOLIAN, in quanto essa presenta dati più realistici.

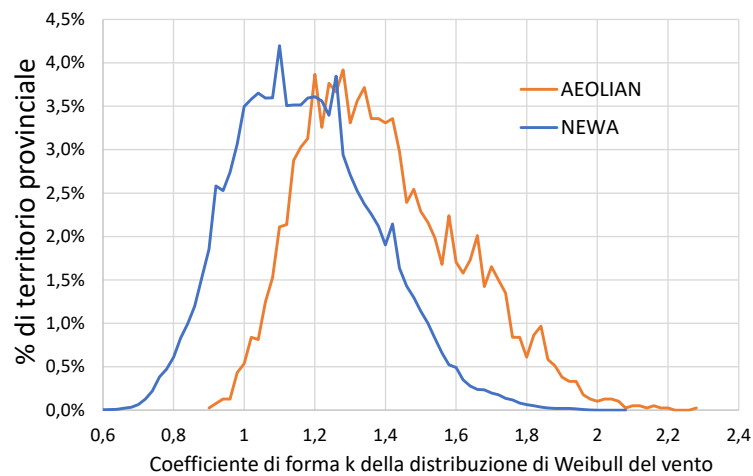


Figura 31 - Confronto coefficiente di forma k di Weibull AEOLIAN NEWA per tutto il territorio della provincia di Bolzano

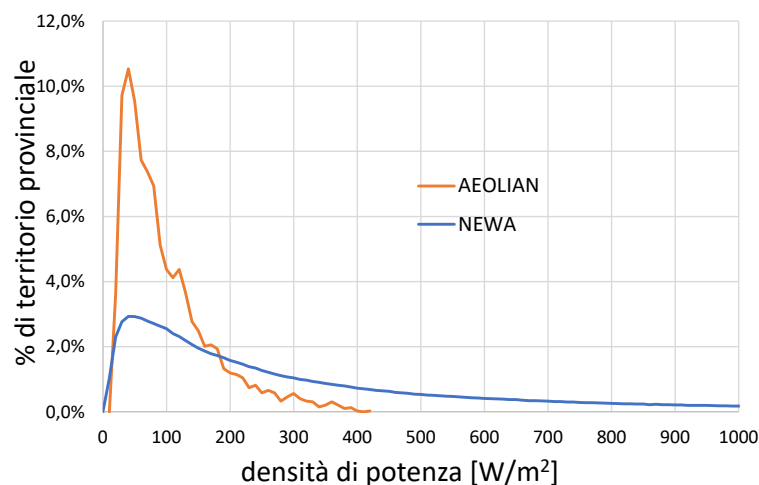


Figura 32 - Confronto della distribuzione della densità di potenza $[W/m^2]$ AEOLIAN - NEWA per tutto il territorio della provincia di Bolzano

E' stato effettuato un ulteriore confronto con dati i medi di vento misurati in alcune stazioni meteo collocate in Alto Adige, sebbene non siano noti i periodi di misurazione. Per chiarezza è riportata una verifica effettuata su una stazione significativa, con i dati forniti dal NEWA e AEOLIAN nella rispettiva cella con quelle coordinate spaziali. La stazione selezionata è quella di S. Valentino

alla Muta (St.Valentin auf der Haide), presente nei punti rilevanti dal WebGis della provincia (WeatherStations_point).

La stazione si trova in una zona interessante perché abbastanza ventosa, con valori indice RIX basso. Nella Tabella 14 sono riportati: i dati identificativi della stazione, la velocità media misurata a 10 m, i parametri caratteristici della risorsa campionati per quelle coordinate per l'atlante NEWA e per l'atlante AEOLIAN.

Tabella 14 - dati identificativi della stazione meteorologica selezionata con la velocità media fornita dal committente.

Stazione da WeatherStation_point								Dati misurati
fid	ID	CODE	NAME_IT	NAME_DE	ELEVATION	COORD_X	COORD_Y	V media a 10m [m/s]
71	577	02200MS	S.Valentino alla Muta	St.Valentin auf der Haide	1500	616720	5181393	4,2

Tabella 15 - valori forniti dai data base NEWA e AEOLIAN per la cella contenente le coordinate della stazione meteo.

atlante	V media [m/s]	Coeff. Forma k	Coeff. Di scala [m/s]	Densità di potenza [W/m ²]
NEWA	7,33	1,428	8,062	609,77
AEOLIAN	5,57	2,042	6,291	141,41

Come si può notare dal confronto riportato in Tabella 15 i valori forniti dai due atlanti sono discordanti. Il valore di densità di potenza fornito da NEWA è più di quattro volte superiore a quello di AEOLIAN. Il valore di velocità media a 50 m presentato da NEWA è molto superiore al valore medio misurato alla stazione a 10 m. Sebbene il vento aumenti con la quota dal suolo, questa

differenza comporterebbe un profilo verticale di velocità del vento non realistico. Nel confronto tra i dati AEOLIAN è più conservativo ma presenta valori realistici.

7.2 - Descrizione della metodologia

A seguito dell'analisi preliminari sulle basi dati per la valutazione della risorsa eolica è stato possibile procedere con l'individuazione di aree potenzialmente compatibili con l'installazione di impianti eolici. In questa sezione verrà descritta la metodologia utilizzata, la sua implementazione e i criteri utilizzati per la valutazione della risorsa eolica nella PA di Bolzano. Una rappresentazione schematica tramite diagramma di flusso del modello utilizzato a tali scopi è riportata in Figura 33.

Il modello necessita delle seguenti mappe come input:

- vento e di potenziale valutate a 50 m, ottenute dalla base dati fornita dall'atlante eolico italiano AEOLIAN (<https://atlanteeolico.rse-web.it/> - disponibile in data 27/02/2025);
- informazioni orografiche del territorio, ovvero pendenze e quote;
- infrastrutture di trasporto di energia elettriche e rete stradale;
- vincoli territoriali esclusivi (ad es. siti di interesse naturalistico, parchi nazionali, etc.)
- destinazione di uso del suolo nella Provincia.

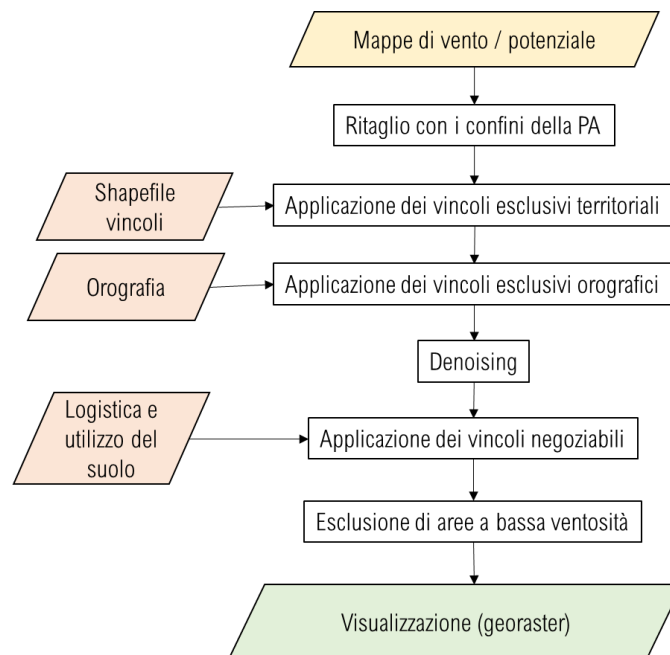


Figura 33 - Schema generale del modello.

Le mappe di vento e di potenziale vengono inizialmente ritagliate in funzione dei confini della Provincia. Vengono successivamente applicati i vincoli cosiddetti esclusivi o non negoziabili, cioè vincoli per cui la normativa vigente (nazionale o locale) non consente l'installazione di turbine. A seguito di questa operazione, sono stati inseriti nel modello i vincoli orografici esclusivi, cioè, sono state escluse le aree di territorio oltre una certa quota e con pendenze eccessive. Ulteriori considerazioni rispetto a questi aspetti sono riportati in seguito. L'operazione di denoising viene effettuata per eliminare aree puntuali isolate, che corrispondono a zone che non si prestano all'installazione di parchi o in condizioni topografiche complesse (ad esempio, spiazzo pianeggiante in quota) e che non consentano l'installazione e la messa in esercizio delle turbine. A seguito di questa operazione, sono stati infine valutati i vincoli di utilizzo del suolo e gli aspetti logistici, considerati "negoziabili". Sono state infine escluse le aree a bassa ventosità. E' opportuno sottolineare che l'ordine di queste operazioni può essere modificato se necessario, avendo l'accortezza di eseguire il denoising sempre a valle dell'applicazione dei vincoli orografici. Il modello è stato implementato in un framework open-source basato su Python3.11 e le librerie *geopandas* e *rasterio*.

Segue una descrizione dei vincoli applicati e delle considerazioni sul tema. Per una descrizione più dettagliata delle problematiche inerenti si faccia riferimento alle Sezioni 1 e 2.

7.3 - Vincoli non negoziabili: aree territoriali

In questa categoria rientrano i vincoli per cui è esclusa la possibilità che essi possano essere allentati o derogati, da un lato visto l'elevato interesse comunitario, come accade ad esempio per le aree di protezione delle acque potabili, dall'altro per il rischio associato all'installazione (ad es. vincolo frane). Una lista comprensiva dei 14 vincoli non negoziabili è riportata in Tabella 16. I file vettoriali sono stati ottenuti dalla piattaforma GeoBrowser MapView (<https://mapview.civis.bz.it/> - disponibile in data 27/02/2025) messo a disposizione online dalla Provincia. La colonna "Area" indica la superficie totale interessata, mentre il rapporto "Area/AreaTot" denota la percentuale della superficie della Provincia sottoposta a vincolo.

Tabella 16 - Lista dei vincoli non negoziabili applicati e percentuale di suolo occupata.

#	Vincoli	Area [km2]	Area / AreaTot [%]
1	parchi naturali e parco nazionale	1774	23.97
2	siti Natura 2000	1491	20.14
3	zone di tutela paesaggistica	1403	18.97
4	frane	904	12.22
5	zone rischio valanghe	891	12.04
6	aree di protezione acque potabili	846	11.43
7	pericoli idraulici	791	10.69
8	Siti Unesco	578	7.82
9	piste da sci	44	0.59
10	centri edificati	25	0.33
11	Laghi	19	0.26
12	zone rischio geologico	16	0.21
13	dighe	0	0.00
14	sorgenti	0	0.00

È importante sottolineare la coesistenza in alcune aree di due o più vincoli, pertanto la somma complessiva della colonna "Area" non può essere confrontata con l'area totale della Provincia (7400 km² ca.). Dai dati riportati si evince come almeno il 24% del territorio debba essere escluso per la presenza di vincoli naturalistici, costituiti da parchi naturali, nazionali, siti natura e zone di tutela paesaggistica. In aggiunta, una discreta percentuale del territorio (10% ca) è occupata da aree in cui l'installazione di turbine è fortemente sconsigliata a causa della pericolosità, essendo zone soggette a frane, valanghe o pericoli idraulici. Il 12% e 8% del territorio risulta occupato da aree di protezione acque potabili e siti Unesco per cui non si attendono deroghe significative o allentamento dei vincoli normativi vigenti. I rimanenti vincoli (9-14) rappresentano una porzione marginale del territorio (<1%) ma sono ugualmente stati inseriti nel modello visto la loro rilevanza. La sequenza di immagini seguenti (Figura 34) è ottenuta applicando in maniera sequenziale i vincoli riportati nella tabella seguente.

Tabella 17 – sequenza di vincoli orografici non negoziabili applicati.

1) pericoli idraulici	5) Dighe	9) sorgenti	13) aree di protezione acque potabili
2) piste da sci	6) Frane	10) tutela paesaggistica	14) centri edificati
3) siti Natura 2000	7) Laghi	11) rischio valanghe	
4) Siti Unesco	8) Parchi naturali e parco nazionale	12) rischio geologico	

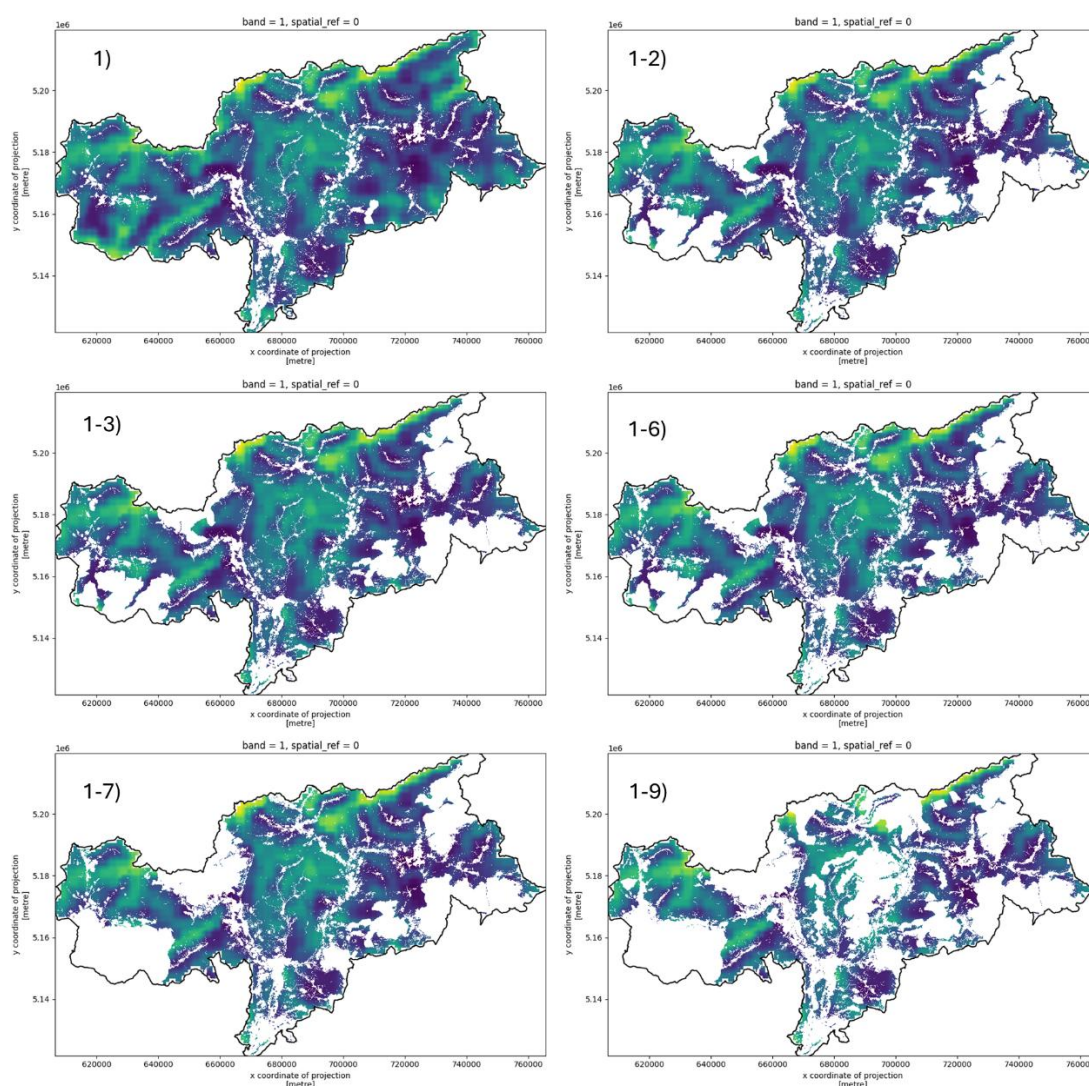


Figura 34 - Applicazione dei vincoli orografici non negoziabili da 1 a 9 (Tabella 17), colorata rispetto alla velocità del vento.

Applicando tutti i vincoli (da 1 a 14) si ottiene il risultato riportato in Figura 35, in cui circa il 50% del territorio non risulta elegibile per l'installazione di aerogeneratori stando alla normativa vigente. È bene sottolineare che questa esclusione è stata effettuata a priori di ogni considerazione inerente la qualità della risorsa o aspetti morfologici come pendenze e quote.

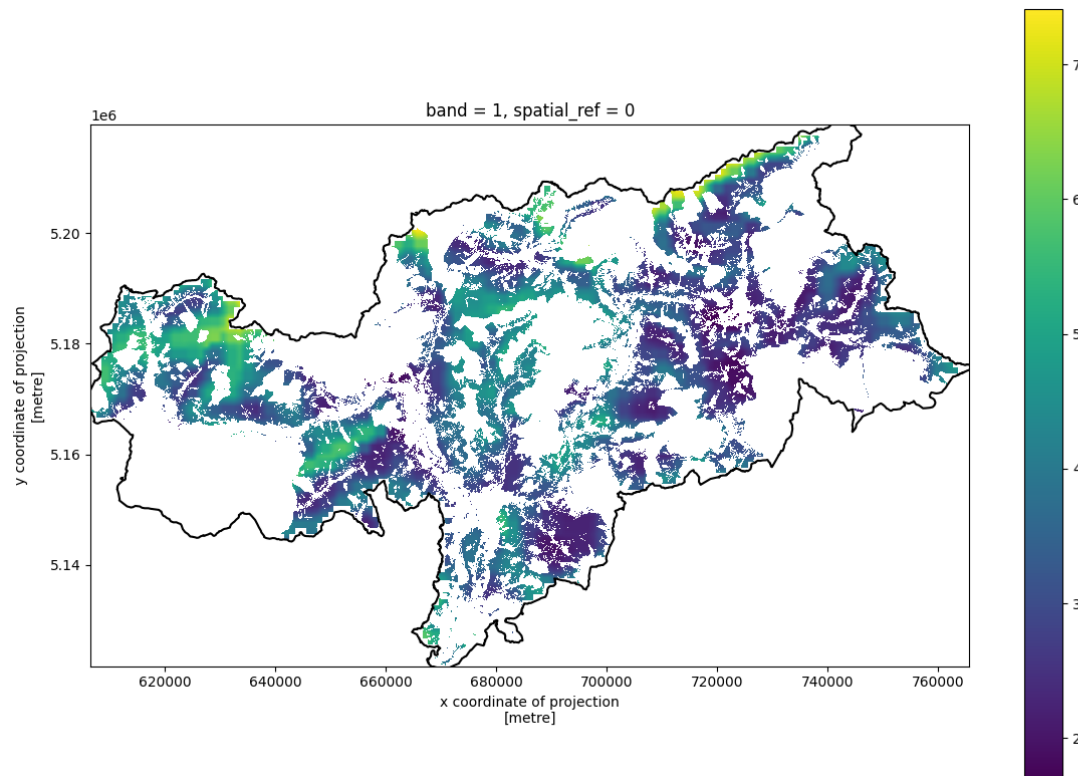


Figura 35 - aree non escluse dall'applicazione dei vincoli orografici non negoziabili (1-14), colorata rispetto alla velocità del vento.

7.4 - Vincoli non negoziabili: orografia e morfologia

In questa categoria rientrano i vincoli legati all'orografia del territorio. Due sono gli aspetti significativi valutati: quota di installazione delle turbine e pendenza locale del territorio.

7.4.1 - Vincolo orografico - Quota

Il primo aspetto è normato dalla Legge Galasso (Legge 8 agosto 1985, n. 431), che stabilisce l'inedificabilità in aree alpine al di sopra dei 1600 metri. L'aumento della quota del sito

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

porta ad una diminuzione della densità dell'aria e generalmente ad un inasprimento delle condizioni ambientali. Inoltre, in linea generale, a quote maggiori corrisponde una rarefazione della rete viaria.

La diminuzione della densità dell'aria induce una diminuzione della potenza estraibile dalla macchina; questa condizione di funzionamento comporta inoltre uno spostamento di tutti i punti caratteristici di funzionamento della macchina che pertanto necessita di una accurata messa a punto (sistema di controllo, extenders, rotori maggiorati, ecc.). Con l'aumento della quota aumenta generalmente il numero di eventi meteorologici estremi e la loro intensità. Gli eventi estremi che influenzano maggiormente la durata e il funzionamento della macchina sono le raffiche, la turbolenza, la neve, il ghiaccio, la fulminazione e le basse temperature.

Si può affermare quindi che con l'aumentare della quota aumentano le difficoltà connesse allo svolgimento delle operazioni di manutenzione, che inducono tempi di intervento, tempi di fermo macchina e costi maggiori. Da tenere in considerazione sono i mancati introiti legati alla perdita di potenza degli aerogeneratori.

Il presente criterio non considera gli aspetti sopra riportati legati agli eventi estremi, in quanto si è ritenuto opportuno, vista la loro importanza, trattarli in un fattore a loro dedicato. Lo stesso vale per la rete viaria. Il criterio pertanto si basa sull'analisi dell'influenza che la densità dell'aria e le difficoltà connesse alle operazioni di manutenzione hanno sui diversi insiemi omogenei di aerogeneratori.

Anche nell'eventualità di modificare questo vincolo tramite opportune deroghe locali, si evidenzia come questo abbia effetti totalmente trascurabili sul potenziale eolico teorico a causa delle pendenze elevate coinvolte e della densità dell'aria ridotta che comporta una significativa riduzione del momento disponibile. La densità dell'aria varia, infatti, secondo la legge barometrica e può essere modellata dall'equazione dell'atmosfera standard:

$$\rho(h) = \rho_0 \left(\frac{T(h)}{T_0} \right)^{\frac{gM}{RL}} \quad (1)$$

dove:

- $\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$ è la densità dell'aria al livello del mare,
- g è l'accelerazione di gravità,
- $M=0.029 \text{ kg/mol}$ è la massa molare dell'aria,
- $R=8.314 \text{ J/(mol K)}$ è la costante universale dei gas,

- $L=0.0065 \text{ K/mL}$ è il gradiente termico medio troposferico,
- $T_0=288.15 \text{ K}$ è la temperatura al livello del mare.

Come si può osservare in Figura 36, si osserva una riduzione di densità del 20% a 1600 m. Poiché il lavoro utile estraibile dalle turbine eoliche varia linearmente con la densità, questa riduzione comporta una perdita significativa sulla producibilità delle stesse. Infine, a questo aspetto si aggiunge anche che i rotori installati in aree ad alta quota sono maggiormente interessati da eventi atmosferici quali congelamento e fulminazione che ne possono compromettere gravemente il funzionamento. Si reputa pertanto coerente impostare 1600 metri come quota soglia per l'analisi del potenziale.

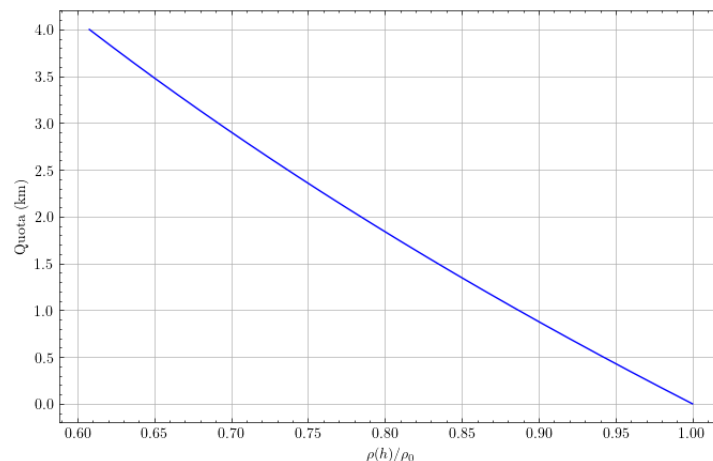


Figura 36 - Rapporto tra densità locale e densità a livello del mare in funzione della quota.

7.4.2 - Vincolo orografico - Pendenze

Come precedente discusso, l'analisi delle pendenze rappresenta un aspetto cruciale per la valutazione del potenziale eolico in Alto Adige, essendo un territorio catalogabile come zona montuosa complessa. In sintesi, i pendii con pendenze elevate, identificate come quelle superiori al 10%, comportano due ostacoli rilevanti per l'installazione, manutenzione e gestione dei rotori, ovvero:

1. **incremento delle sollecitazioni meccaniche agenti sulle turbine:** a causa della presenza di pendii è generato un moto ascensionale (upwash) della corrente d'aria. Questo si riflette nella generazione di una componente di velocità normale al terreno e di un flusso in ingresso al rotore fortemente disturbato rispetto alle condizioni di progetto.
2. **Difficoltà / impossibilità di installazione delle turbine:** l'installazione e il montaggio delle turbine richiede la presenza di un'area pianeggiante la cui pendenza è dettata dalla tipologia di gru utilizzata.

Una visualizzazione della porzione di territorio che è compatibile con il vincolo pendenze è riportata in Figura 37. Nelle analisi che segue sono considerate come non idonee tutte le aree con pendenza maggiore di 10%. E' importante sottolineare che porzioni di territorio pianeggianti, poco estese e isolate devono essere escluse a causa dei due punti precedentemente discussi, a meno di importanti interventi di modifica del terreno, difficilmente giustificabili in luce della scarsa qualità della risorsa. Dalla figura risulta evidente che:

- 1) la presenza di un territorio prevalentemente montuoso comporta l'esclusione di una vasta parte delle aree disponibili;
- 2) le aree maggiormente compatibili con il vincolo pendenze risultano essere quelle di valli e fondovalle, le quali presentano anche, come si vedrà in seguito, maggiori vincoli di utilizzo del suolo e risultano anche non compatibili con il vincolo velocità del vento.



Figura 37 - Aree con pendenza < 10%.

7.5 - Vincoli negoziabili

Rientrano in questa categoria di vincoli tutti quegli aspetti che non comportando una immediata esclusione delle aree, richiedono una valutazione più di dettaglio. In questa fase sono state valutate pertanto sia la connessione delle aree alle reti stradale ed elettrica, che l'utilizzo del suolo del territorio.

7.5.1 - Vincoli negoziabili: rete stradale

L'analisi della rete viaria attualmente disponibile risulta particolarmente rilevante per valutare la fattibilità di nuove installazioni. Infatti, in territori con morfologia complessa è necessario individuare se la rete viaria sia in grado di permettere il trasporto delle gru e dei componenti delle turbine. Le aree del territorio non connesse richiederebbero la realizzazione di opere infrastrutturali con ingenti costi annessi, difficilmente giustificabili dall'esigua potenza installabile. La larghezza dei sottocarri per questi scopi è fissata ad un massimo di 3.5 metri; pertanto, devono essere escluse come connessioni stradali utilizzabili tutte le strade con larghezza della carreggiata inferiore. Rispetto alla distanza, possono essere considerate perfettamente connesse tutte le aree site a meno di 200 m dalla connessione stradale più vicina. In maniera analoga, aree a più di 1000

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

metri dovrebbero essere valutate come non accessibili. A distanze intermedie ulteriori valutazioni di natura economica e tecnica e specifiche del sito sono richieste. Il calcolo della distanza di ogni punto dalla rete stradale ha richiesto la risoluzione di un problema di ricerca dei minimi, svolto attraverso la libreria *Scipy*. Per ciascuna area del territorio è stata prima trovata la connessione viaria compatibile più vicina, e poi ne è stata calcolata la distanza. I risultati sono riportati in Figura 38. Dalla figura risulta evidente che le aree maggiormente coperte dall'infrastruttura stradale sono quelle site a valle e in aggiunta compatibili con quanto già osservato per le pendenze riportate in Figura 37.

In questa analisi si è tenuto conto solo di:

- Autostrade
- Strade Provinciali
- Strade Extraurbane

Nei layer attualmente disponibili tramite webGis non sono presenti informazioni rispetto alla larghezza della carreggiata e alla portata delle strade. Pertanto, in via cautelativa sono state considerate solo connessioni stradali che, vista la normativa esistente, possono ospitare il trasporto delle turbine.

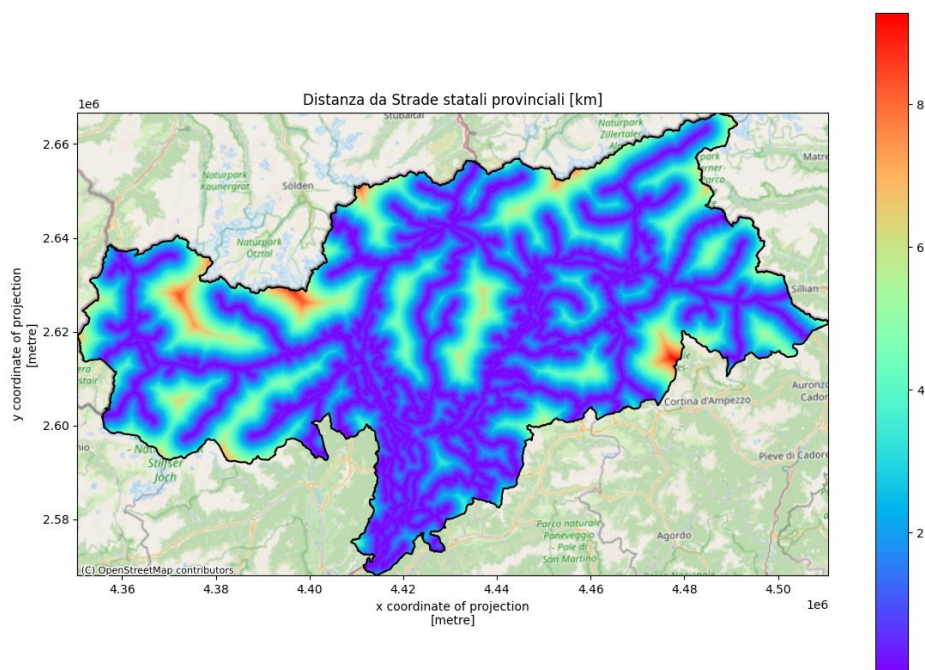


Figura 38 - Accessibilità del territorio alle connessioni stradali adeguate allo scopo.

Ulteriori considerazioni sull'accessibilità delle aree tramite connessioni stradale richiedono la conoscenza del sito specifico di installazione e riguardano vari aspetti qui di seguito descritti.

Impedimenti localizzati sulla rete viaria

questo criterio valuta la presenza di impedimenti localizzati relativi alla larghezza, all'altezza ed alla portata del tracciato stradale. Gli impedimenti relativi alla larghezza tipicamente sono le strettoie nei centri abitati, ponti, gallerie, curve ecc. Per l'altezza gli impedimenti sono dovuti principalmente a gallerie, viadotti, linee elettriche e telefoniche, vegetazione ecc. Per quanto riguarda la portata vi possono essere delle limitazioni per quanto riguarda l'attraversamento di ponti o di tratti di strada cedevole.

La valutazione deve considerare la possibilità di rimozione, anche temporanea, di tali impedimenti e giudicare il grado di difficoltà nello svolgere queste operazioni.

Pendenza della rete viaria

Il criterio prende in esame le pendenze massime che devono essere affrontate lungo la viabilità esistente e di accesso al sito in relazione al tipo di mezzi che saranno impiegati nella realizzazione della centrale eolica.

Raggi di curvatura della rete viaria

Il criterio prende in esame i raggi di curvatura interni ed esterni del tracciato stradale relativo alla viabilità esistente e di accesso e le aree sgombre interne ed esterne alla curva.

Portata per asse della rete viaria

Il criterio tiene conto della portata per asse che deve essere garantita dalla sede stradale per consentire il transito dei mezzi. Si deve inoltre considerare la possibilità di effettuare degli interventi di rinforzo della sede stradale in punti critici eventualmente presenti lungo la sede stradale del tracciato.

Tipologia e stato del fondo stradale della rete viaria

E' doveroso compiere una valutazione per quanto riguarda il tipo e lo stato del fondo stradale, soprattutto per la viabilità di accesso al sito che spesso può risultare non asfaltata e accidentata. Anche in questo caso si deve valutare lo stato di degrado del fondo stradale e prendere in esame l'opportunità di eseguire degli interventi di ripristino. La valutazione deve tenere conto anche dell'entità di questi interventi. A tal fine si evidenzia la necessità per una stima più accurata dell'accessibilità dei siti, dell'acquisizione e/o digitalizzazione di informazioni aggiuntive rispetto a quelle attualmente messi a disposizione tramite piattaforma WebGis.

7.5.2 - Vincoli negoziabili: distanza dalla rete elettrica

In maniera analoga a quanto fatto per la rete viaria, sono state analizzate le distanze tra ciascuna area del territorio e la più vicina connessione ad alta e media tensione, portando alla rappresentazione riportata nella figura seguente. Sono considerate perfettamente connesse le zone a distanza inferiore ai 50 metri, e sconnesse quelle oltre i 3 km.

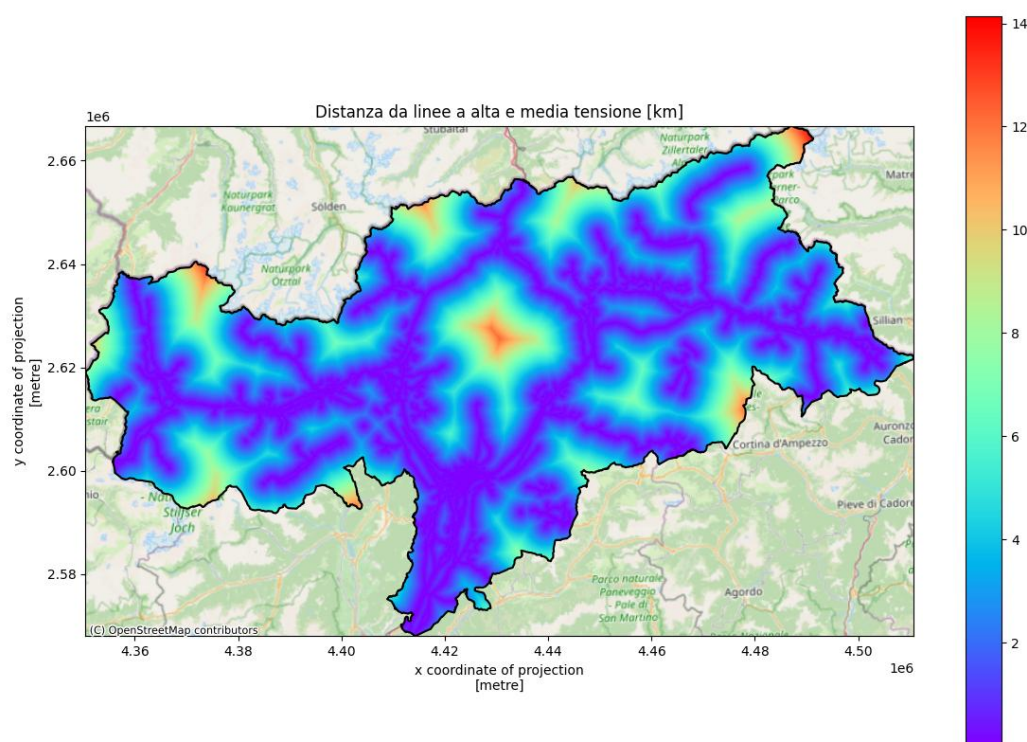


Figura 39 - Accessibilità del territorio a reti a media e alta tensione.

In questo caso si evidenzia per una più accurata valutazione del potenziale installabile, la necessità di conoscere la posizione delle centraline di media ed alta tensione e altri eventuali punti di accesso alla rete elettrica. Infatti, la sola vicinanza ad una rete elettrica non è in grado di garantire l'accessibilità. La scelta del punto di connessione viene infatti dettata dal livello di tensione (BT/MT/AT) al quale è opportuno trasferire il lavoro elettrico prodotto dagli aerogeneratori, in funzione dunque della taglia complessiva della centrale. Più in dettaglio la connessione della centrale deve avvenire secondo le regole tecniche di connessione riportate nei codici dei gestori di rete.

Individuate le ipotetiche soluzioni di connessione sulla base del loro impatto sul sistema elettrico esse poi devono essere valutate in funzione degli oneri e degli impatti sull'ambiente. Generalmente si preferiscono le soluzioni di connessione che minimizzano la lunghezza del tracciato della linea elettrica di collegamento, anche se tale scelta deve essere presa solamente dopo aver vagliato tutti gli aspetti legati all'impatto sul territorio e ad i costi di realizzazione. Nel caso di sistemi isolati deve essere valutata la distanza della centrale eolica rispetto ai carichi (utenze). Il principio di minimizzare la lunghezza della linea assume maggiore rilevanza per via delle perdite elettriche, trattandosi spesso di sistemi a tensione non elevata.

Le informazioni inerenti la capacità e la dislocazione dei nodi di connessione alla rete non sono disponibili al pubblico alla data di accesso al portale webGis². Aspetti aggiuntivi da considerare sono i seguenti.

Robustezza della rete

il criterio valuta le proprietà della rete elettrica in prossimità degli ipotetici punti di connessione. Esso condiziona il progetto di una centrale eolica in quanto è uno degli elementi principali che concorrono a definire il limite superiore della taglia di potenza.

Qualità del tracciato

Il criterio effettua una valutazione in merito al tracciato che deve seguire la linea elettrica di collegamento della centrale eolica. In particolare va confrontata la possibilità di realizzazione di linee aeree o in cavo, sia dal punto di vista delle difficoltà e dei costi di realizzazione dell'opera che degli impatti sul territorio.

7.5.3 - Vincoli negoziabili: utilizzo del suolo

Come ultimo vincolo negoziabile si è tenuto conto delle aree escluse a causa di utilizzi del suolo ad oggi esclusivi. In fase preliminare sono stati escluse le aree caratterizzate dalle destinazioni d'uso riportate nella Tabella 18 seguente.

Tabella 18 - Categorie di utilizzo del suolo considerate.

• Aree a vegetazione boschiva e arbustiva in evoluzione	• Prati stabili	• Boschi misti
• Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota	• Aree con vegetazione rada	• Frutteti e frutti minori
• Brughiere e cespuglieti	• Boschi di conifere	• Sistemi colturali e particellari complessi
• Tessuto urbano discontinuo	• Ghiacciai e nevi perenni	• Boschi di latifoglie
• Aree prevalentemente occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali	• Rocce nude	• Bacini d'acqua
• Vigneti	• Superfici sabbiose e alvei ghiaiosi	• Aree estrattive
• Reti stradali e ferroviarie e spazi accessori	• Aree industriali o commerciali	• Seminativi in aree non irrigue
• Tessuto urbano continuo	• Corsi e vie d'acqua	• Zone umide interne
• Aree sportive e ricreative	• Aeroporti	• Torbiere
• Aree di costruzione		

Questi vincoli sono stati considerati come negoziabili, in quanto si è valutata la possibilità di modificarne l'utilizzo a seguito di interventi di deroga.

7.5.4 - Criteri aggiuntivi

Rientrano in questa categoria tutti i criteri che seppur non direttamente influenti per la determinazione del potenziale installabile, possono influenzare la messa in esercizio e gli aspetti manutentivi degli aerogeneratori e dei parchi eolici.

Emissioni sonore

Il criterio di valutazione delle emissioni sonore imputabili alla presenza di uno o più aerogeneratori deve sviluppare i seguenti punti fondamentali: indagine sul rumore di fondo ambientale ante operam, predizione del rumore emesso dagli aerogeneratori nel sito e nelle vicinanze, studio sulla accettabilità dei livelli sonori emessi.

Erosione del suolo

Il criterio consiste nel valutare eventuali situazioni di pericolo di erosione che possono scaturire a seguito della costruzione della centrale eolica, in particolare a seguito di eventuali lavori di sbancamento e disboscamento in prossimità del sito.

Eventi atmosferici

Impatto su flora e fauna

Il criterio valuta il sussistere di situazioni di particolare pericolo che possono indurre a ritenere il sito in esame non idoneo ad accogliere per nulla o solo a particolari condizioni degli aerogeneratori.

Impatto visivo

per la valutazione dell'impatto visuale si deve compiere lo sforzo di formulare un giudizio basato sulla conoscenza della proprietà della composizione visuale e tenendo presenti le considerazioni riportate nel medesimo paragrafo. Si deve comunque accettare il fatto che il giudizio espresso da questo criterio di valutazione ben difficilmente potrà essere oggettivo in termini assoluti.

Interferenze elettromagnetiche

I disturbi elettromagnetici di maggiore entità sono dovuti alla presenza di aerogeneratori di grande taglia e in particolare se sono collocati in prossimità di sommità di rilievi e colline, spesso luogo in cui sono collocati i ripetitori di onde radio. In tale contesto il presente criterio si inserisce nella valutazione di un sito eolico.

Presenza di aree militari

Il criterio consiste nell'accertare la presenza, nelle vicinanze, di aree militari o che il sito stesso non sia un'area militare (ad esempio un'area utilizzata per esercitazioni). Tale evenienza implica il coinvolgimento diretto delle Forze Armate.

Sfarfallamento luminoso

Questo criterio è di importanza rilevante solamente qualora vi siano delle abitazioni nei pressi del sito interessate dall'ombra causata dal passaggio delle pale della turbina. Il criterio deve dunque in primo istante accertare la presenza o meno di abitazioni raggiunte dal fenomeno e, in caso affermativo, valutare l'entità con l'ausilio della modellistica disponibile.

Sicurezza

la valutazione degli aspetti legati alla sicurezza del sito deve essere condotta sulla base dei riferimenti normativi riportati e tenendo presente quanto esposto in relazione al rischio di: distacco delle pale, collasso della torre, curiosità delle persone, infortuni sul lavoro, distacco di frammenti di ghiaccio.

La presenza di strutture di grandi dimensioni come gli aerogeneratori rende necessario il rilascio del nulla osta per la sicurezza del volo a bassa quota da parte delle Forze Armate, dell'ENAC e dell'ENAV per la sicurezza del volo e per la segnalazione degli ostacoli verticali.

7.6 – Potenziale realizzabile

In questa sezione vengono riportati i risultati del modello elaborati per quattro scenari, qui di seguito indicati con numerazione crescente e ordinati in maniera decrescente secondo la restrittività dei vincoli applicati. Le visualizzazioni riportate fanno riferimento a celle di dimensione

140 x 140 metri, coerentemente alle considerazioni effettuate rispetto alle superfici necessarie per l'installazione delle turbine.

7.6.1 - Analisi degli scenari

1) Aderenza alla normativa vigente

Questo scenario è stato simulato tenendo conto di tutti i vincoli non negoziabili, con un limite sulla quota di 1600 metri, pendenze al 10% ed escludendo tutte le aree sottoposte a vincoli di utilizzo del suolo e con velocità media del vento inferiore ai 5 m/s.

Al fine di analizzare in maniera più dettagliata l'effetto dei singoli vincoli applicati, è qui di seguito riportata la sequenza di esclusione delle aree. Il punto di partenza iniziale è costituito dal risultato riportato in Figura 35, che presenta la porzione di territorio compatibile con i vincoli non negoziabili. Escludendo le aree con pendenza inferiore al 10%, si ottiene il risultato riportato in Figura 40. Da un confronto con quanto evidenziato in Figura 37, si evince che la combinazione dei vincoli non negoziabili e delle pendenze realizza un filtro fortemente restrittivo sul territorio.

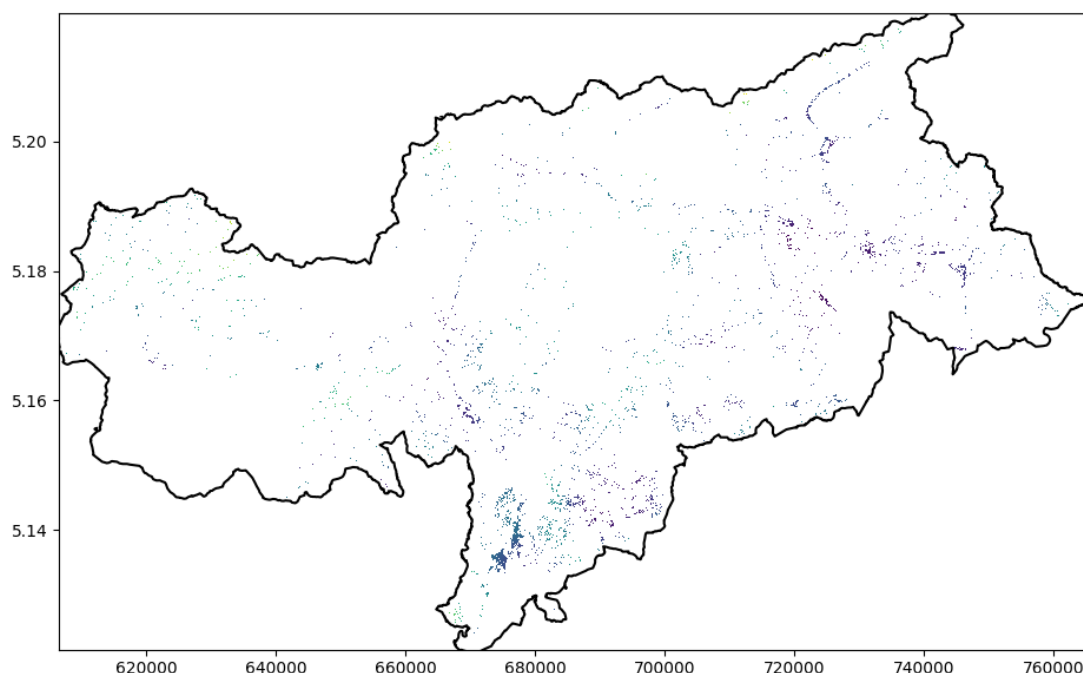


Figura 40 – Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli non negoziabili e con pendenza inferiore al 10%.

L'ulteriore esclusione di aree site a quota superiore ai 1600 metri, secondo quanto indicato nella legge Galasso, porta alla rappresentazione presentata in Figura 41

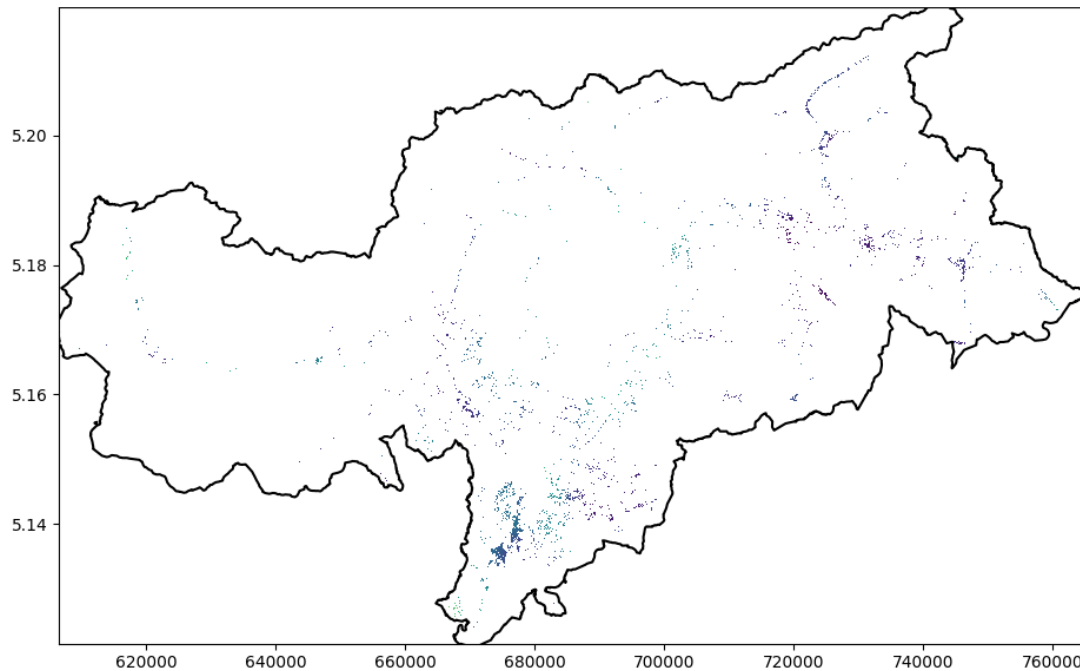


Figura 41 - Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli dei vincoli non negoziabili, con pendenza inferiore al 10% e quota inferiore ai 1600 metri.

L'applicazione di un vincolo sulle quote non comporta una significativa esclusione di aree, pertanto il vincolo orografico maggiormente impattante risulta essere quello inerente le pendenze massime. Viene infine applicato il vincolo inerente all'utilizzo del suolo. Si faccia riferimento alla Tabella 18 per la lista di categorie di utilizzo considerate. In questo caso, l'intera porzione del territorio risulta **non compatibile** con l'installazione di aerogeneratori. Si riporta il risultato ottenuto in Figura 42 per completezza. In questo caso non è stata effettuata nessuna valutazione sulla qualità della risorsa, in quanto la combinazione dei vincoli legati alle aree territoriali attualmente esistenti, categorie di uso del suolo attuali e morfologia del territorio già comportano l'esclusione dell'intera superficie della Provincia.



Figura 42 - Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli non negoziabili, con pendenza inferiore al 10%, quota inferiore ai 1600 metri e utilizzo del suolo non esclusivo.

2) Allentamento vincolo quota

Questo scenario tiene conto di tutti i vincoli territoriali esistenti dello scenario precedente, considerando una quota di installazione degli aerogeneratori fino a 2600 metri. Il risultato ottenuto è riportato in Figura 43. Analogamente allo scenario precedente, la successiva esclusione delle aree con categorie del suolo non compatibili porta alla completa esclusione del territorio - Figura 42. E' possibile pertanto derivare le seguenti conclusioni:

- L'allentamento dei vincoli di quota, modificando opportunamente quanto indicato nella legge Galasso, non promuove in alcun modo lo sviluppo del potenziale eolico in Alto Adige.
- Considerando anche gli aspetti accessori riportati in questo documento (impatto visivo, impatto su aviofauna, producibilità ridotta, condizioni metereologiche più severe, etc.), si esclude che l'installazione delle turbine a quote più elevate o ulteriori deroghe sui vincoli legati alla quota possano portare promuovere lo sviluppo di questa tecnologia.
- La combinazione di vincoli territoriali, di quota e di utilizzo di suolo sono sufficienti a fornire una stima del potenziale eolico realizzabile, ancor prima di ulteriori valutazioni inerenti alla connessione viaria e elettrica e agli altri aspetti minori discussi in precedenza.

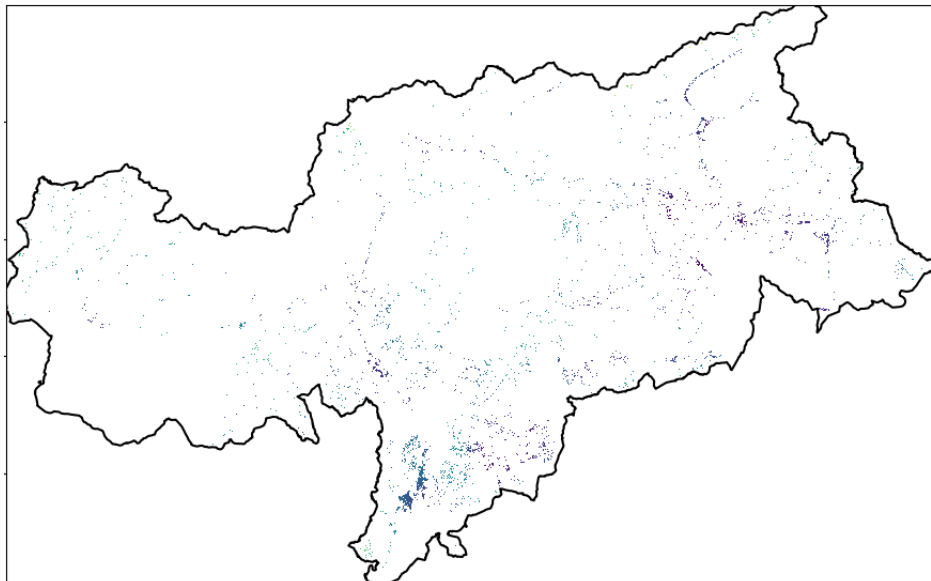


Figura 43 - Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli non negoziabili, con pendenza inferiore al 10% e quota inferiore ai 2600 metri.

3) Allentamento vincoli utilizzo del suolo

In questo scenario si utilizzando gli stessi vincoli applicati in 1), considerando però la possibilità di modificare l'utilizzo del suolo delle aree. A tal fine, le uniche classi di utilizzo di suolo considerate ancora esclusive sono Corsi e vie d'acqua, Ghiacciai e Nevi Perenni e Bacini d'acqua (Tabella 18). In questo caso, l'allentamento dei vincoli sull'utilizzo del suolo rende compatibili delle aree precedentemente escluse, corrispondenti al risultato riportato in Figura 41. E' stato pertanto valutata anche la qualità della risorsa eolica, eliminando le aree con velocità media del vento inferiore ai 5 m/s. I risultati ottenuti dal modello sono riportati in Figura 44. Nella visualizzazione sono cerchiare le aree che potrebbero consentire l'installazione di più turbine, mentre le aree isolate, costituite da una superficie di 140 x 140 metri sono indicate con un punto. Come si può osservare, esistono cinque aree con caratteristiche che permetterebbero l'installazione di un numero stimato di aerogeneratori superiore a tre, ovvero:

1. Zona sud del lago di Resia
2. Area di Covelano
3. Area di Favogna
4. Zona La Costa (Pineta nord)

5. Area di Klausen

Esistono tre aree isolate compatibili, di cui una assimilabile e compatibile con l'area di Favogna, mentre le rimanenti 2 (6 e 7) collocate rispettivamente a sud-est e nord-est di Vipiteno. L'area 3 in particolare, è quella che presenta una superficie maggiore, anche si potrebbero verificare difficoltà logistiche di trasporto delle macchine a causa dell'insufficiente rete viaria.

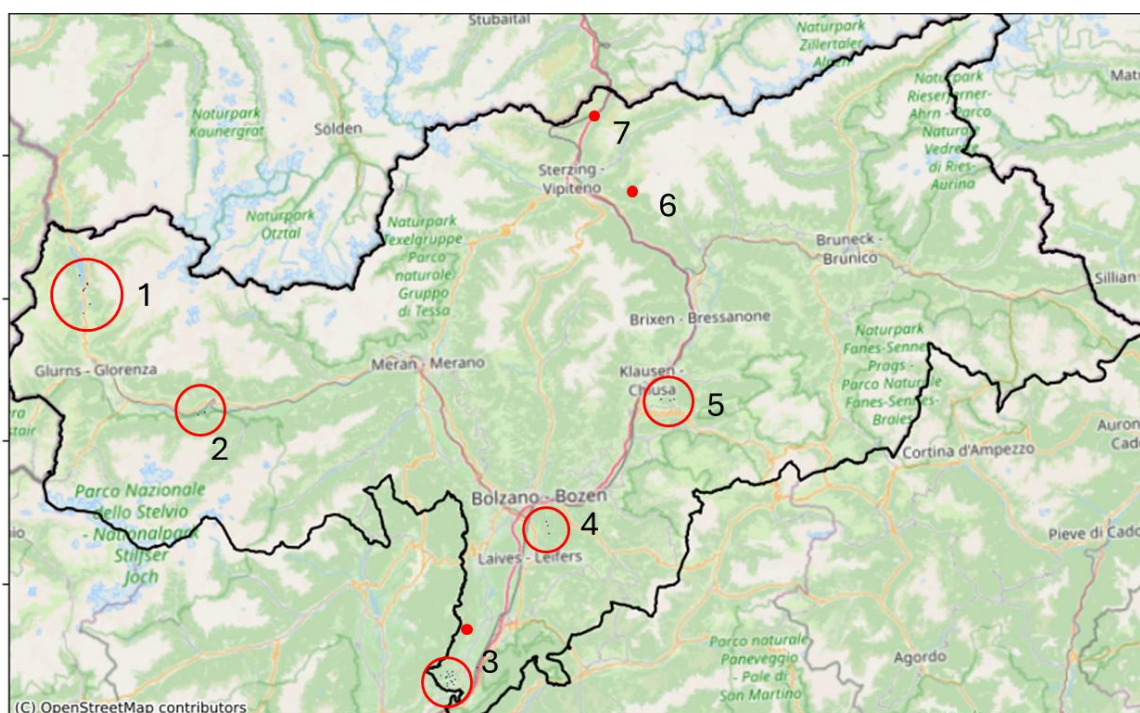


Figura 44 - Possibili siti identificati nello scenario 3.

Tutte le altre aree continue individuate risultano sufficientemente connesse con la rete viaria e elettrica, tuttavia ulteriori considerazioni rispetto alle difficoltà logistiche prevedono delle analisi di pianificazione e di micrositing che esulano dagli scopi di questo lavoro. La superficie complessiva è di 3.53 km².

4) Allentamento vincoli quota e utilizzo suolo

In questo scenario si considera la possibilità di allentare sia i vincoli paesaggistici esistenti sulle quote di installazione – scenario 2 – che di modificare l'utilizzo del suolo – scenario 4. Rispetto allo scenario precedente si considera la possibilità di deroga locale della Legge Galasso fino a 2600

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

metri. I risultati ottenuti sono riportati in Figura 45. La superficie utilizzabile complessiva in questo caso è di 9.37 km².

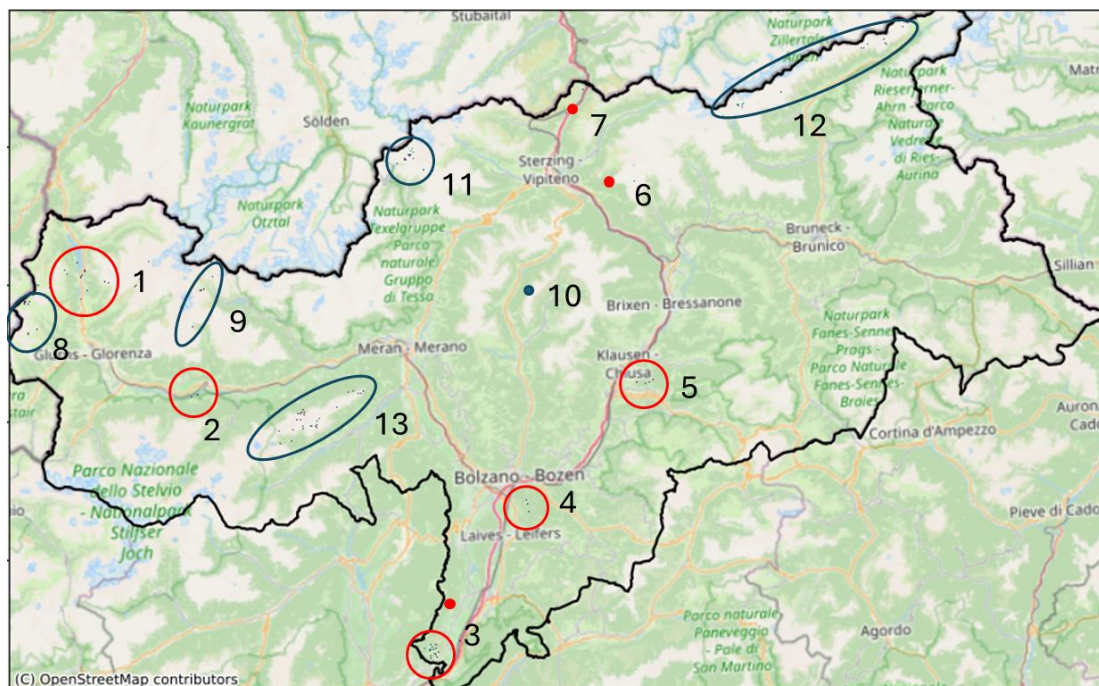


Figura 45 – Possibili siti identificati nello scenario 4. Le nuove aree rispetto al caso 3) sono indicate in blu.

Per i commenti relativi ai siti 1-7 si deve fare riferimento allo scenario precedente. Questo scenario è caratterizzato da cinque nuove aree che permetterebbero l'installazione di più generatori e di una nuova area isolata (punto 10). Queste zone erano state escluse nello scenario 3) a causa di quote di installazione troppo elevate, pertanto fanno tutte riferimento a quote superiori ai 1600 metri, con conseguenti problematiche di producibilità ridotta e riduzione di vita utile delle macchine, come precedentemente discusso.

7.6.2 – Aree in evidenza

A fini esplicativi, si riportano alcuni zoom di aree di potenziale interesse, con relativa rete viaria e orografia sottostante.

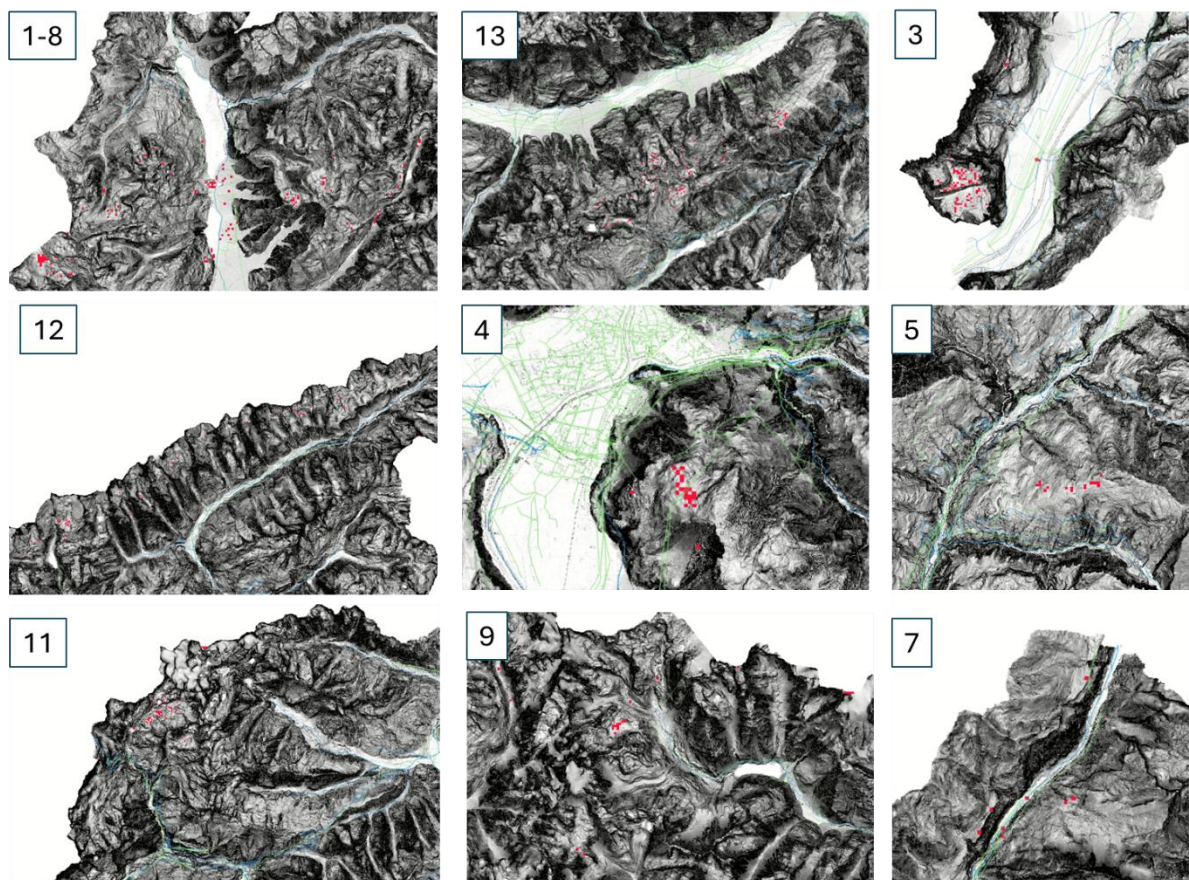


Figura 46 – Aree rilevanti individuate negli scenari 3 e 4 (quadrati rossi) con strade provinciali ed extraurbane (blu) e connessioni alla rete elettrica (verde).

Gli zoom evidenziano criticità molto forti rispetto alla connettività alla rete elettrica e viaria, per cui si reputa necessaria un'attenta ed accurata valutazione dei costi logistici ed infrastrutturali prima di eventuali pianificazioni di interventi. Come precedentemente discusso nelle sezioni 1.3.2 e 1.3.3 è infatti necessario considerare sia la problematica di trasporto che di accesso alla rete, in quanto la sola vicinanza alle connessioni non ne garantisce l'effettivo collegamento. In base ai criteri precedentemente indicati, si può realizzare la seguente classificazione.

- Nessuna area connessa identificata rispondendo allo scenario normativo vigente
- Nessuna area connessa identificata considerando una deroga locale della legge Galasso (fino a 2600 m)
- Con deroga e modifica dell'utilizzo del suolo e fino a 1600 metri di altezza:
 - I. Aree 1 e 2 connesse alla rete viaria ed elettrica

- II. Area 4 connessa alla rete elettrica ma non a quella stradale
- III. Aree 3 e 5 non collegate alle connessioni principali
- IV. Aree 6 e 7 potrebbero permettere l'installazione di qualche turbina isolata previa valutazione della compatibilità con altri vincoli rilevanti (es. interferenza con i centri abitati)
- Con deroga e modifica dell'utilizzo del suolo e fino a 2600 metri di altezza: le aree non risultano connesse alla rete viaria e elettrica, richiesti probabili ingenti interventi infrastrutturali.

7.6.3 - Commenti ulteriori

L'analisi dei vincoli applicabili e dei risultati ottenuti del modello consente di effettuare diverse considerazioni di natura tecnico-economica per permettere lo sfruttamento della risorsa eolica nel territorio della Provincia, qui di seguito discussi.

- **Necessità di campagne anemometriche sperimentali:** il confronto tra i dati di vento ottenuti dagli atlanti NEWA e AOLIAN mostra come non ci sia un consenso univoco tra i modelli, con forti discrepanze. Ciò penalizza molto l'aspetto di programmazione territoriale dello sviluppo eolico, in quanto il dato di vento di partenza non è considerabile affidabile. La causa di questa criticità è da ascrivere alla complessa orografia territoriale, che introduce delle sorgenti di errore nei modelli atmosferici su cui sono basati gli atlanti eolici comunemente applicati per le investigazioni di siting preliminari. E' pertanto necessario condurre, una volta individuato un sito idoneo, una campagna sperimentale anemometrica della durata di diversi mesi al fine di caratterizzare la velocità media nell'area. Pertanto, i risultati riportati nella relazione devono essere intesi come indicazioni in linea generale dei siti, ma per la corretta valutazione della producibilità sono richiesti dati ad alta fedeltà.
- **Fattori maggiormente impattanti.** Considerando le diverse tipologie di vincoli applicati, quelli maggiormente limitanti per il territorio sono legati alla presenza di aree protette e alle aree con pendenze elevate (>10%). Quest'ultimo aspetto, non sorprendente, sfavorisce in maniera netta la penetrazione di tecnologie eoliche, comportando l'utilizzo di turbine di classe speciale, incremento delle sollecitazioni sui rotor e maggiori costi capitali. E' inoltre necessario valutare l'area pianeggiante necessaria per la costruzione e

messa in esercizio delle turbine, seguendo linee guida simili a quelle riportate in precedenza.

- **Implementazione delle mappe esistenti.** Al fine di garantire una più accurata pianificazione dei siti, è necessario rilevare e/o rendere disponibili i dati inerenti ai punti di accesso alla rete elettrica, con le associate capacità massime. In maniera simile, per valutare le connessioni stradali esistenti e la realizzazione dei siti, si evidenzia la necessità di catalogare informazioni sulla rete viaria inerenti alla larghezza della carreggiata, portata delle strade, pendenze e raggi di curvatura massima.
- **Scenari e siti disponibili.** Sono stati individuati quattro scenari differenti a seconda della presenza o meno di alcuni dei vincoli precedentemente discussi. Nello scenario normativo vigente o considerando una deroga sulle quote di installazione, non sono stati individuati siti compatibili con l'installazione di turbine eoliche. Nell'ipotesi di deroga sull'utilizzo del suolo, sono stati invece individuati sette siti compatibili (Figura 44). Questi siti presentano una buona compatibilità in termini di qualità della risorsa e vincoli esistenti ma una connettività alla rete di trasporto viaria e elettrica in molti casi insufficiente per ingenti interventi strutturali. Solo i siti 1 e 2 potrebbero risultare a tal fine effettivamente compatibili. Modificando i vincoli su utilizzo di suolo e quote di installazione le aree compatibili possono essere estese a tredici (Figura 46). Le nuove aree identificate rispetto allo scenario precedente sono però caratterizzate da quote superiori ai 1600 metri e da una connettività quasi assente, ragion per cui se ne esclude quasi interamente la possibilità di installazione di parchi eolici, anche in luce della ridotta producibilità e vita utile delle macchine.
- In ogni caso, considerata la complessità del territorio, il **potenziale realizzabile** è valutabile in maniera accurata solo a seguito di una campagna anemometrica sperimentale e di micro-siting non effettuata in questo lavoro.
- **Ulteriori fattori**, come impatto visivo, interferenza con le attività umane locali e con flora e fauna dovrà essere valutata in fase di micro-siting, avvalendosi degli strumenti indicati nelle sezioni precedenti.
- Questo studio è stato condotto utilizzando dei criteri generali precedentemente discussi e degli atlanti di vento pubblici, pertanto non si esclude la possibilità che attraverso



opportune campagne anemometriche e deroghe locali ulteriori **aree isolate** possano divenire disponibili per l'installazione di macchine di piccola potenza.

8 – ANALISI DEL POTENZIALE EOLICO REALIZZABILE:

DETTAGLIO AREE E PRODUZIONE ANNUA

E' riportata qui di seguito una analisi delle diverse aree. E' opportuno specificare che questa discussione rappresenta un'indagine preliminare di micrositing, in quanto l'effettiva fattibilità tecnico-economica richiede una stima accurata e puntuale della risorsa eolica, delle connessioni viarie e elettriche e degli altri aspetti normativi e realizzativi inerenti agli impianti.

8.1 - Zona 1 – Val Venosta

La Zona 1 è sicuramente la più interessante tra quelle evidenziate nella selezione generale dei siti potenzialmente adatti ad installazioni per lo sfruttamento della risorsa eolica. La zona è quella nella prossimità e a valle dei laghi di Resia e di San Valentino alla Muta. I motivi che la rendono la più interessante sono molteplici:

1. le velocità del vento sono compatibili con le condizioni operative tipiche degli aerogeneratori per applicazioni on-shore
2. le pendenze non sono eccessive anche se non trascurabili
3. le infrastrutture quali strade e linee elettriche sono presenti a distanze ridotte.

Nonostante questi aspetti positivi, l'estensione delle aree risultanti dallo scenario tre risulta essere esigua. Questo sembra escludere la possibilità di installazione di parchi eolici di classe multi MW.

8.1.1 - Risorsa eolica

Come precedentemente evidenziato, il modello utilizzato è basato su dati di vento provenienti dall'atlante eolico italiano (AEOLIAN), che è caratterizzato da una accuratezza limitata nel caso di territori montani con orografia complessi. E' stato possibile estendere l'analisi dell'area considerando i dati anemometrici provenienti dalle stazioni meteo di S. Valentino alla Muta e di Malser Haide. In particolare, esse evidenziano che la risorsa eolica disponibile nella Zona1 potrebbe essere maggiore di quella risultante dall'Atlante Eolico Italiano. Nel modello utilizzato, infatti, venivano escluse tutte le aree della Provincia con velocità media del vento inferiore ai 5 [m/s] stimati a 50 m dal suolo. Considerando i dati delle stazioni, le velocità medie raggiungono i

5 [m/s] già a 10 metri dal suolo (Tabella 19 e Tabella 20). Un'indagine anemometrica più approfondita della risorsa potrebbe confermare la sottostima dell'atlante.

I dati delle stazioni meteo della Zona 1 (St. Valentin/Reschensee e Malser Haide) sono nel sono state confrontate con i dati vento di AEOLIAN. Le serie temporali dei dati sono brevi, soprattutto per il sito di St. Valentin/Reschensee e non sono sincronizzate temporalmente con il periodo 2015-2019 su cui è stato eseguito il processo di reanalisi per la realizzazione di AEOLIAN. Possono comunque essere identificativi dell'entità della risorsa per un confronto non di dettaglio. I dati delle due stazioni sono stati elaborati e sono presentati nelle seguenti tabelle e grafici.

Tabella 19 – Coordinate stazioni meteorologiche

Misure di vento a 10m dal suolo		Coordinate		
Comune	Sito	Nord	Est	Quota
Mals	Malser Haide	46° 4.240'N	10° 2.151'E	1460
Graun	St. Valentin/Reschensee	46° 6.548'N	10° 2.070'E	1496

Tabella 20 - Dati e parametri principali delle stazioni

Sito	Periodo misura	dati validi	V media [m/s]	Parametro di forma	Parametro di scala [m/s]	Densità di potenza [W/m ²]
Malser Haide	20/10/1999 - 27/08/2003	89,6%	5,046	1,842	5,644	141
St. Valentin/Reschensee	27/10/1999 - 04/11/2000	97,6%	4,286	1,856	4,996	98

Come evidenziato, se si confrontano le velocità medie dei periodi di misura delle due stazioni con i dati dell'atlante Aeolian a 50 metri dal suolo (curve continue in Figura 47 e Figura 48) per le rispettive coordinate, si nota che i valori misurati a 10 metri sono abbastanza vicini ai valori dell'atlante, soprattutto per la stazione di Malser Haide. Altro aspetto particolarmente positivo è la presenza di una direzione predominante di vento, osservabile dalle rose dei venti riportate in

Figura 49 e Figura 50. Si può osservare che, probabilmente grazie all'orografia locale, la direzione preferenziale è quella Nord-Sud in entrambe le stazioni. Questo aspetto faciliterebbe sia l'ottimizzazione del layout delle macchine che la riduzione delle movimentazioni della navicella per l'inseguimento del vento, con evidenti vantaggi per l'incremento della vita utile dei componenti meccanici. Infine, il sito è caratterizzato da una maggiore ventosità nei mesi invernali, con una riduzione di circa 1 m/s durante il mese di Maggio e nel periodo autunnale (Figura 53). Giornalmente la Zona 1 è caratterizzata da una maggiore intensità nella fascia pomeridiana, dalle ore 12 alle 18 e da una ridotta ventosità nelle ore notturne (Figura 54).

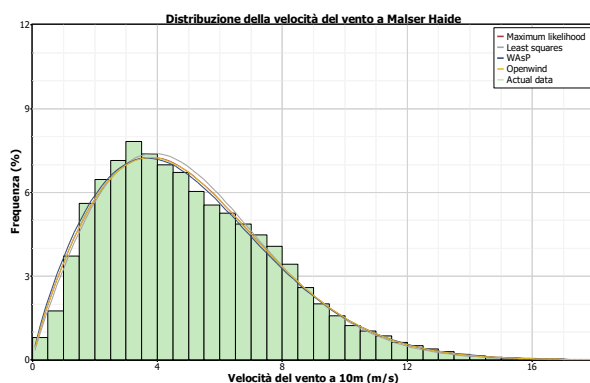


Figura 47 - Distribuzione della velocità del vento a Malser Haide

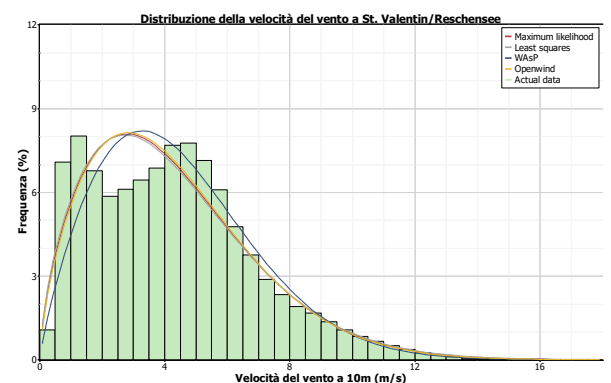


Figura 48 - distribuzione della velocità del vento a St. Valentin

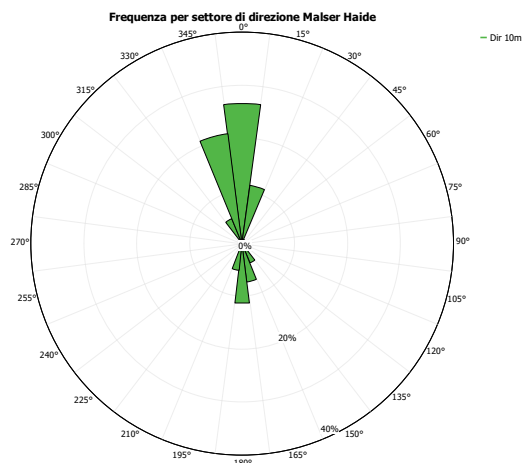


Figura 49 - Rosa dei venti a Malser Haide

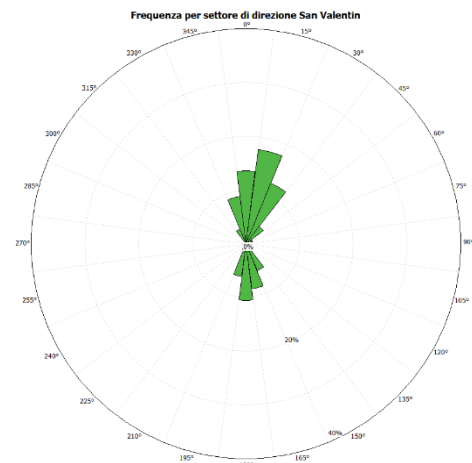


Figura 50 - Rosa dei venti a St. Valentin

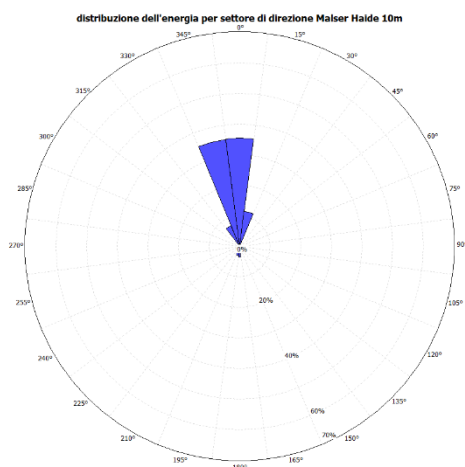


Figura 51 - Distribuzione dell'energia per settore di direzione a Malser Heide

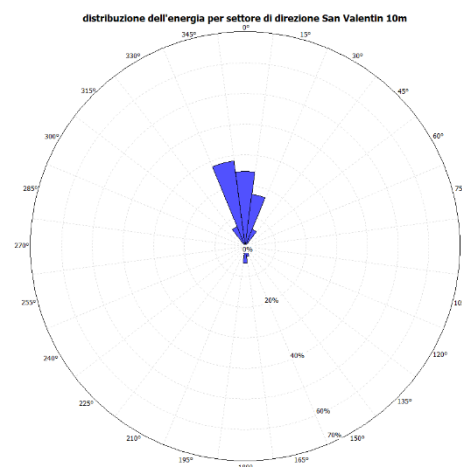


Figura 52 - Distribuzione dell'energia per settore di direzione a St. Valentin

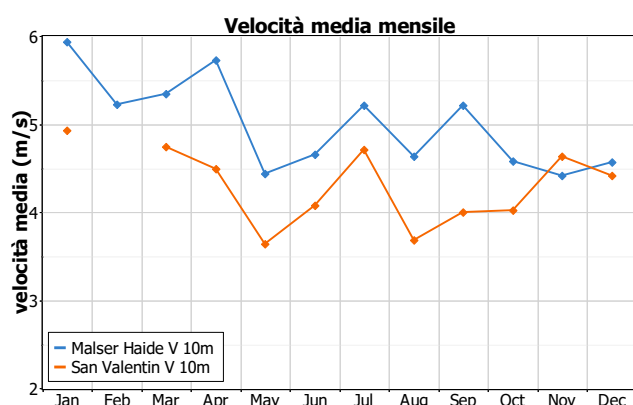


Figura 53 - Distribuzione annuale delle velocità – Malser Heide

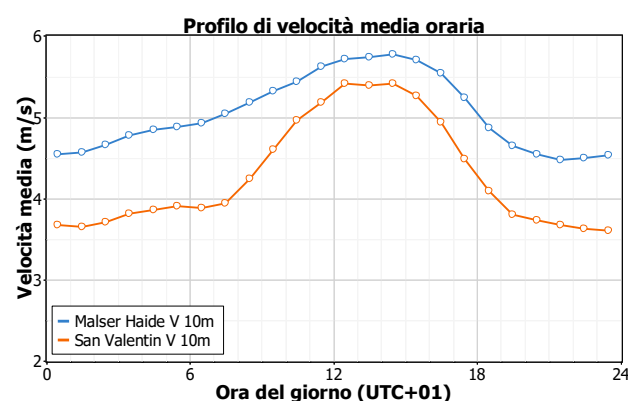


Figura 54 - Distribuzione annuale delle velocità – St. Valentin

8.1.2 - Vincoli orografici e non negoziabili

Considerata la discreta qualità della risorsa eolica nella Zona 1, i vincoli maggiormente impattanti vanno ricercati in altre cause. Una sovrapposizione dei vincoli esistenti è riportata in Figura 55. La mappa della quota (Figura 55a) evidenzia come il vincolo limiti l'indagine alla sola parte valliva. I vincoli denominati “non negoziabili” (Figura 55b) escludono, oltre ai laghi, una parte non irrilevante del territorio, in particolare quella più a sud del lago di San Valentino alla Muta, che invece risulterebbe interessante dall'atlante eolico (Figura 55c). Applicando insieme i tre vincoli precedenti otteniamo la Figura 55d. Applicando poi, in serie, anche il vincolo sulle pendenze

(pendenze valide quelle inferiori al 10%) otteniamo la Figura 55e. Applicando il vincolo sulle pendenze l'area si riduce ad una piccola frazione della precedente. Il risultato finale delle operazioni preliminari di micrositing è riportato in Figura 56.

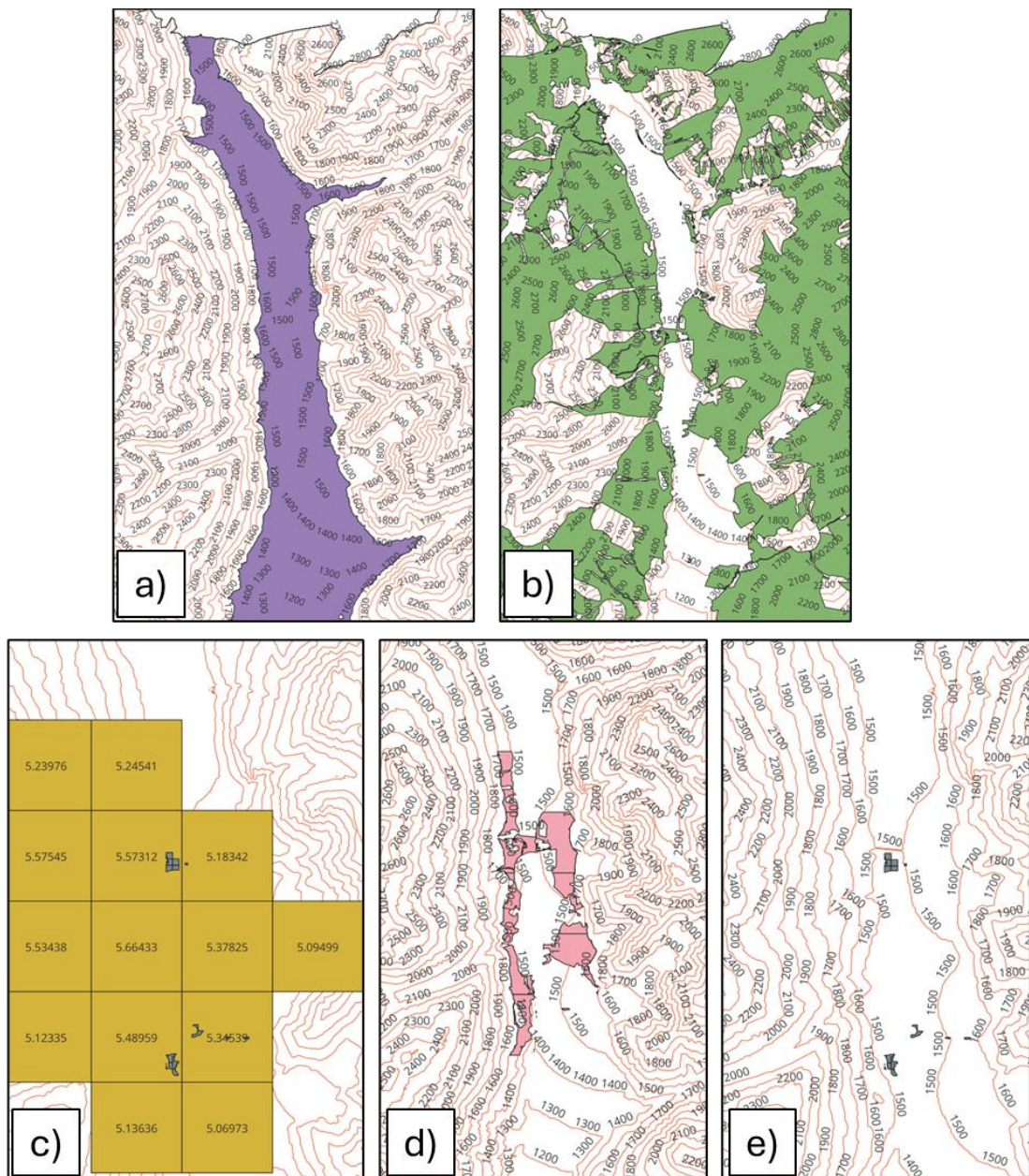


Figura 55 – Vincoli esistenti, in bianco le zone non adatte: a) quota a 1600 m, b) vincoli non negoziabili, c) risorsa 5 m/s (AEOLIAN), d) quota e risorsa ed e) quota, risorsa e pendenze.

Gli altri elementi visibili sono: i due laghi, gli elementi puntuali delle dighe, la strada statale S.S. 40, la strada comunale, la linea elettrica ad alta tensione e a media tensione che si sovrappone, la zona che evidenzia il tessuto urbano continuo e discontinuo (già compreso nei vincoli non negoziabili), i due elementi puntuali che individuano le due stazioni meteo di St. Valentin/Reschensee e Malser Haide. L'area individuata è essenzialmente suddivisa in due blocchi. La prima di poco meno di 0.05 km² subito a sud della diga di San Valentino, sul lago di Resia; la seconda di poco meno di 0.04 km² sulla riva orientale della propaggine più a sud del Lago di San Valentino alla Muta.

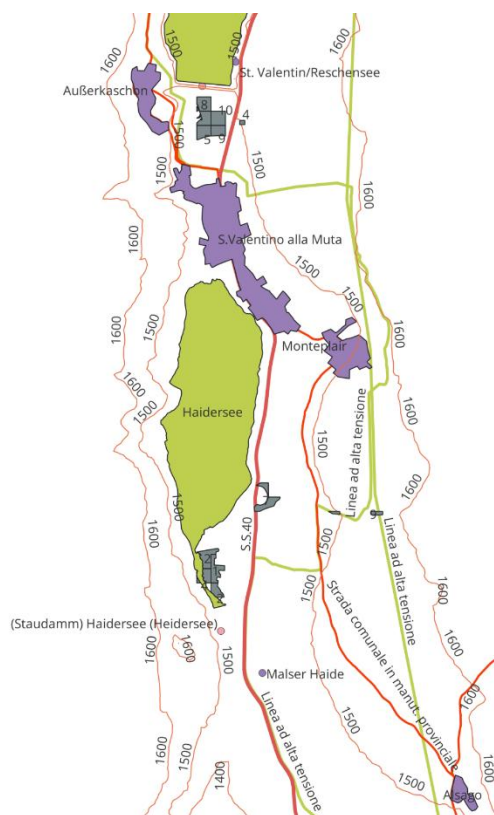


Figura 56 - Zona 1 con evidenza delle piccole aree risultato dell'applicazione dei vincoli.

8.1.3 - Commenti aggiuntivi

Il sito presenta un'ottima qualità del vento con una velocità media superiore a 5 m/s già a 10 m di altezza dal suolo. Questo dato, derivato attraverso l'analisi delle centraline meteo è addirittura migliore di quello stimato da AEOLIAN. Il sito è tuttavia penalizzato dalla vicinanza con centri urbani e altra attività umane che potrebbero ulteriormente ridurre le aree utilizzabili, come

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

ad esempio, la prossimità di strade, linee elettriche, infrastrutture puntuali (dighe o altro), case sparse. Attualmente, Le due aree individuate hanno una lunghezza massima di circa 300 metri ed una larghezza massima che va dai 100 metri ai 200 metri.

Considerando l'esigua disponibilità di superficie, il sito si presta per l'installazione di un esiguo numero di aerogeneratori.

8.2 - Zona 2 – Covelano

Una analisi più approfondita della Zona 2 – già esigua in estensione – ha rivelato una incompatibilità completa dell'area. Infatti, le maggior parte delle aree adatte devono essere escluse a causa della presenza della vicinanza con l'alveo del fiume Adige e i conseguenti rischi di dissesto idrogeologico inerenti.

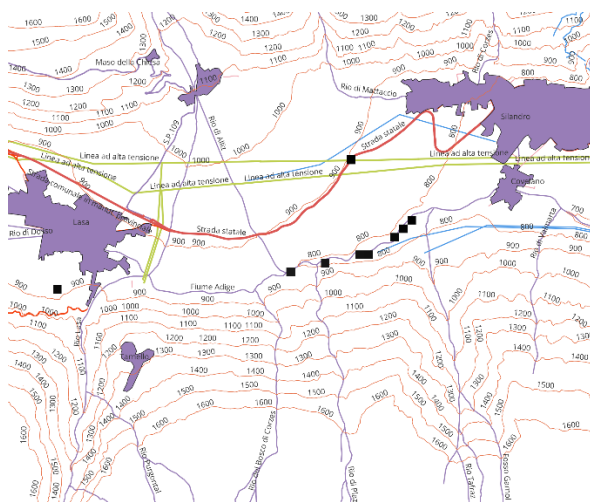


Figura 57 - Zona 2: aree compatibili con collegamenti viari, fiumi e centri abitati.

Le altre aree devono essere ragionevolmente escluse a causa della vicinanza con i centri abitati e strade.

8.3 - Zona 3 – Favogna

La Zona 3 si trova nella propaggine meridionale della Provincia di Bolzano, sulla destra orografica della valle dell'Adige, in località Favogna. L'area confina a sud ed a est con la Provincia di Trento. Ad ovest la Valle dell'Adige, in cui degrada con pareti quasi verticali.

8.3.1 - Risorsa eolica

In Figura 58 sono riportate le aree con velocità media del vento superiore a 5 [m/s] a 50 metro dal suolo secondo AEOLIAN. L'area complessiva individuata dall'atlante è di circa 12 km². Sono anche evidenziate le aree con quota sotto i 1600 m.s.m., sebbene il vincolo quota non sia rilevante per questa zona, escludendo solo una piccola area nella zona a ovest



Figura 58 - AEOLIAN, Velocità media del vento a 50m dal suolo

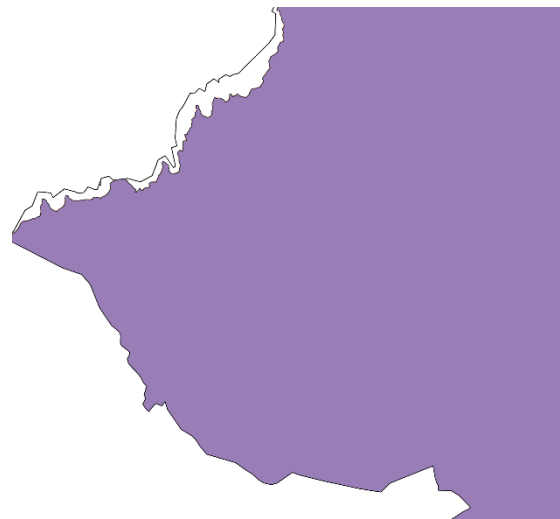


Figura 59 - Vincolo quota 1600m, in sfondo bianco le aree escluse

Come nel caso della Zona 1 le misure della stazione sono a 10 metri dal suolo, la serie temporale dei dati è breve e non si sovrappone al periodo (2015-2019) su cui è stato eseguito il processo di reanalisi per la realizzazione dell'atlante AEOLIAN. I dati possono comunque essere identificativi dell'entità della risorsa per un confronto non di dettaglio.

Tabella 21 - Informazioni Stazione Meteorologica

Misure di vento a 10m dal suolo		Coordinate		
Comune	Sito	Nord	Est	Quota
Margreid	Fennberg	46° 15.837'N	11° 11.413'E	1170

Tabella 22 - Dati e parametri principali della stazione

Sito	Periodo misura	dati validi	V media [m/s]	Parametro di forma	Parametro di scala [m/s]	Densità di potenza [W/m ²]
Fennberg	10/12/2003 - 12/10/2006	98,4%	3,446	1,889	3,887	45,4

Di seguito si presentano alcuni grafici che definiscono più nel dettaglio le caratteristiche della risorsa.

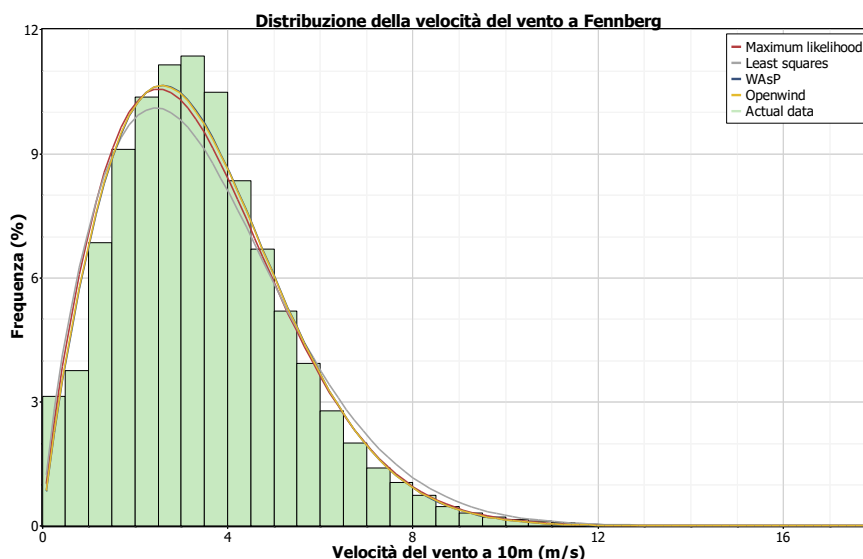


Figura 60 - Distribuzione della velocità del vento stazione di Fennberg

I dati della stazione di Fennberg, a differenza delle stazioni della Zona 1, mostrano valori della risorsa nettamente inferiori ai dati di AEOLIAN a 50 metri dal suolo. Il dato a 10 metri dal suolo di AEOLIAN presenta però dei valori più bassi di quelli misurati dalla stazione. Sull'atlante, la zona individuata dopo l'applicazione di tutti i vincoli, presenta valori di velocità più alti rispetto alla posizione della stazione di Fennberg.

La distribuzione di velocità (Figura 60) ha i valori massimi tra 2 e 4 m/s. la direzione del vento prevalente è dai quadranti settentrionali (Figura 61), tra i 7,5° ed i 37,5°. L'energia disponibile è concentrata nel settore di provenienza del vento 7,5° - 22,5°. I mesi che presentano una velocità

del vento più alta sono quelli invernali (da novembre a gennaio). L'andamento giornaliero della velocità presenta due picchi, uno la mattina ed uno il pomeriggio con massimo alle 18.

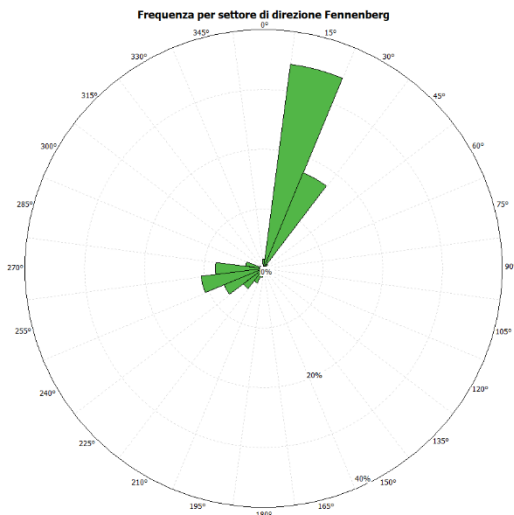


Figura 61 - rosa dei venti a Fennenberg

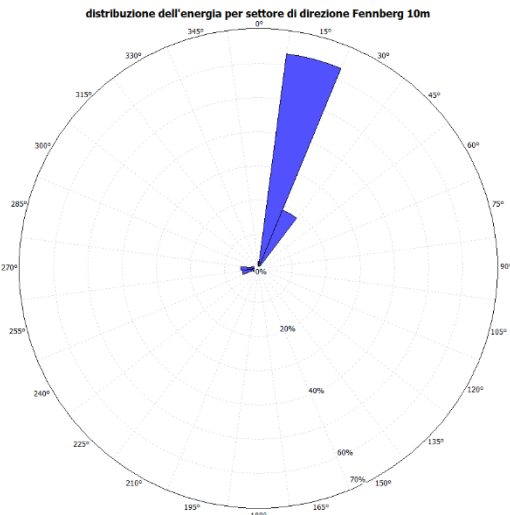


Figura 62 - Energia disponibile per settore di direzione a Fennenberg

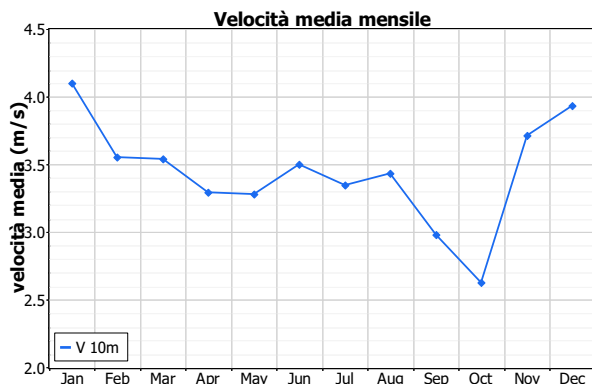


Figura 63 - velocità media mensile a Fennenberg

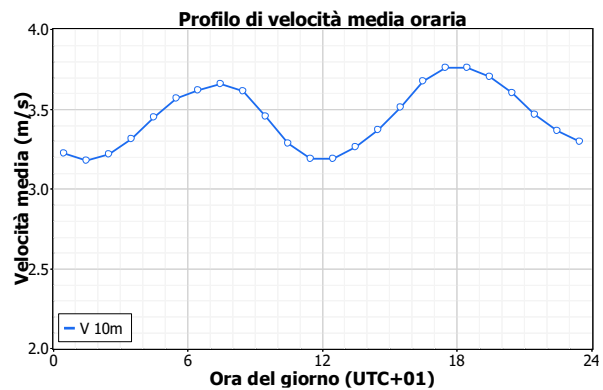


Figura 64 - Profilo diurno della velocità del vento a Fennenberg

8.3.2 - Vincoli orografici e non negoziabili

In Figura 65 sono evidenziate, in sfondo bianco, le aree escluse per l'applicazione dei vincoli non negoziabili. Dopo l'applicazione di questo vincolo, l'area disponibile risulta ancora abbastanza estesa e non troppo frammentata. In Figura 66 sono evidenziate, sempre in sfondo bianco, le aree escluse applicando il solo vincolo pendenza inferiore al 10%.

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

Il vincolo è stato applicato dopo un'operazione di media della pendenza dalla definizione originale del DTM di 2,5 x 2,5 metri ad una definizione di 100 x 100 metri. Il vincolo pendenza risulta essere il più stringente tra quelli applicati. Se l'area individuata dall'atlante era di circa 1200 ettari, il solo vincolo sulla pendenza riduce l'area a 0.27 km², con aree che non sono del tutto contigue. In Figura 67 si presenta il risultato delle aree residue applicando contemporaneamente i filtri: Aeolian 5 [m/s], quota 1600 m.s.m., non negoziabili, pendenze <10%.

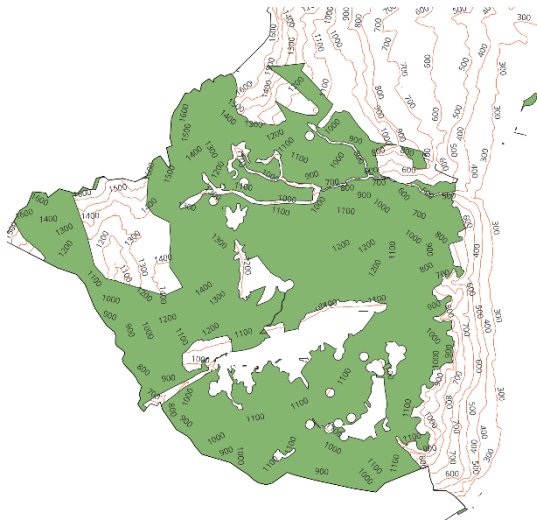


Figura 65 - Vincoli non negoziabili, in sfondo bianco le aree escluse

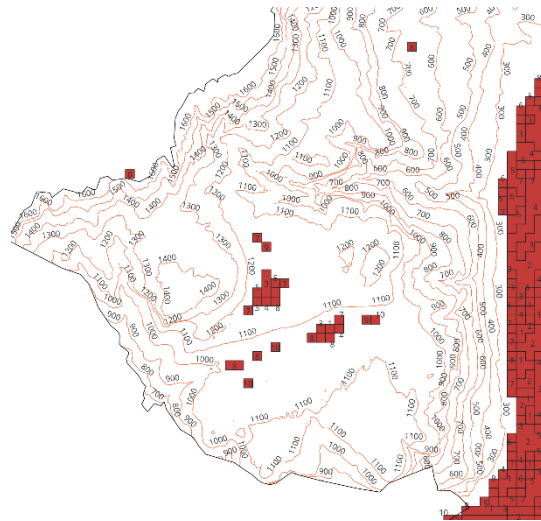


Figura 66 - Vincolo pendenze 10%, in sfondo bianco le aree escluse

Come osservato in Figura 67 le aree residue contigue sono poche e abbastanza piccole. L'area contigua maggiore presenta una dimensione di circa 0.045 km². Ma anch'essa non ha una forma regolare. In Figura 68 si è voluto evidenziare quali sono i vincoli non negoziabili che riducono e frammentano l'area disponibile. Questi sono: Lago di Favogna e area di rispetto del lago, zone di tutela paesaggistica, zone di rispetto paesaggistico, tutela degli insiemi, Autorizzazione paesaggistica da parte dell'Amministrazione.



Figura 67 - Area residua applicando i vincoli: Aeolian > 5 [m/s], quota 1600m, non negoziabili, pendenza < 10%

In Figura 69 le infrastrutture: strada, cabina primaria, stazione meteorologica di Fennberg. La strada che raggiunge la località Favogna risulta essere una strada comunale; definita tra le varie categorie "Strada comunale in Manutenzione Provinciale. La cabina primaria che risulta essere presente nei dati WebGis non appare però collegata a nessuna rete di alta o media tensione, sempre dai dati importati da WebGis.

Una delle tre stazioni meteo di cui sono state fornite serie storiche di dati è la stazione meteo di Fennberg. La posizione della stazione non è al centro dell'area individuata ma in posizione decentrata, comunque all'interno delle aree individuate da Aeolian con velocità del vento superiore a 5 [m/s] a 50 metri dal suolo

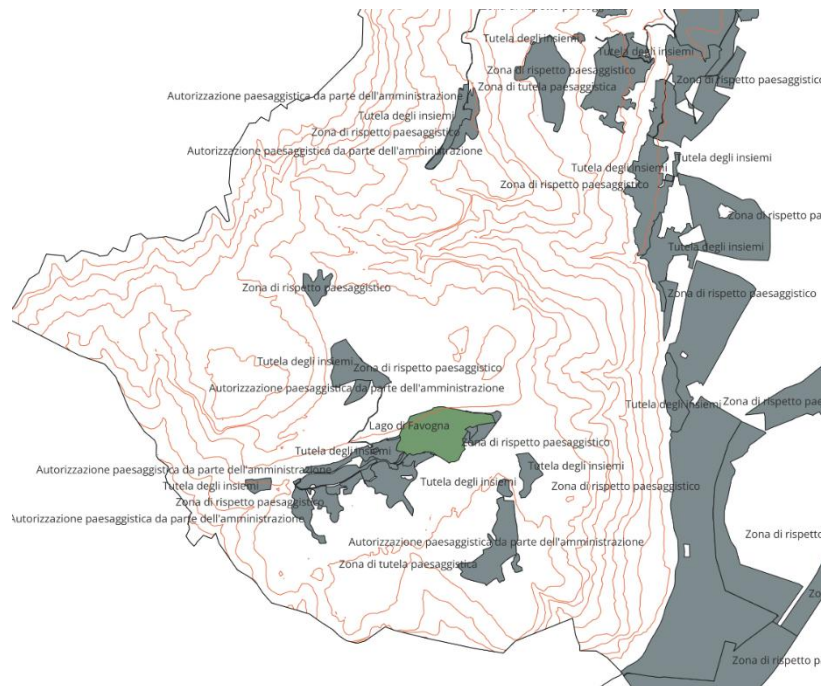


Figura 68 - Specifiche delle esclusioni dovute ai vincoli non negoziabili

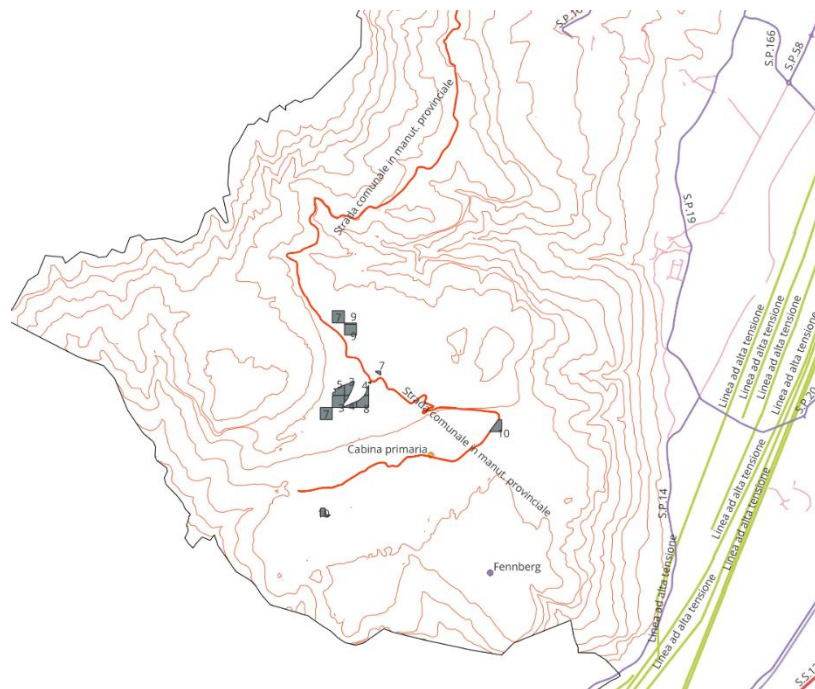


Figura 69 - Evidenza delle infrastrutture e posizione della stazione meteo di Fennberg

8.3.3 - Commenti aggiuntivi

La Zona 3 è stata precedentemente individuata come compatibile con le tecnologie di sfruttamento della risorsa eolica. Questa area, sebbene presenti alcuni aspetti positivi quali la connessione alla rete elettrica e possibile connessione alla rete viaria, lontananza da centri abitati e collegamenti principali e quote limitate, potrebbe essere penalizzata dalla qualità della risorsa eolica. Infatti, l'analisi dei dati meteo provenienti dalla stazione anemometrica dimostrano che la velocità media nell'area sia di 3.9 m/s a 10 metri dal suolo, pertanto il valore della stessa a 50 metri potrebbe essere inferiore al valore di soglia di convenienza economica frequentemente indicata a 5 m/s. Questo non esclude tuttavia che ulteriori campagne anemometriche possano individuare nella Zona 3 delle aree con caratteristica di ventosità adeguata.

In aggiunta, l'area individuata è sita in prossimità di aree protette da vincoli di tutela paesaggistica e del lago di Favogna, che potrebbero limitare, se non del tutto negare, l'installazione di turbine.

8.4 - Zona 4 – La Costa

8.4.1 - Risorsa eolica

La zona 4 è stata individuata dal modello come potenzialmente compatibile con l'installazione di aerogeneratori. Osservando i cambi di velocità media del vento riportati in Figura 70 si osserva che l'intera area presenta valori superiori ai 5 m/s a 50 metri dal suolo. La risoluzione spaziale di AEOLIAN è di 1,4 x 1,4 km, e l'area complessiva individuata presenta una superficie di 11,76 km². Per questo sito non sono disponibili dati di vento provenienti da misure sperimentali, pertanto la stima della risorsa deve essere anche in questo caso considerata come indicativa.

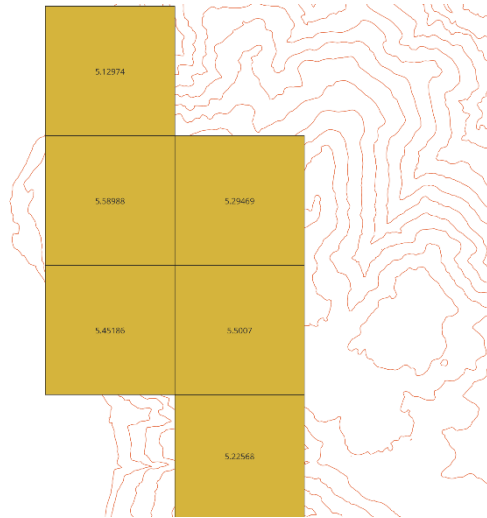


Figura 70 - aree individuate da Aeolian con vento maggiore di 5 [m/s] per la Zona 4.

Sono stati elaborati più nel dettaglio i dati ottenuti da AEOLIAN, scaricando la serie di dati storica di reanalisi per gli anni dal 2015 al 2019 a 50 metri dal suolo. Di seguito sono presentate le elaborazioni eseguite sui dati. Dalle figure seguenti emerge che la risorsa stimata dell'area proviene da due settori di direzione prevalenti. La principale è con il maggior contenuto energetico dai settori da 60° a 75°, l'altra dai settori da 195° 210°.

La suddivisione in due tipologie di risorsa diverse si evidenzia anche nei grafici successivi. La distribuzione di velocità presenta due picchi distinti. La distribuzione di Weibull della serie complessiva è poco adatta alla modellazione della distribuzione dei dati. Dal profilo orario di velocità e direzione (Figura 74) si intuisce che la divisione in due tipologie di risorsa è su base giornaliera. Si vedono infatti due picchi di velocità separati e si ha un cambio repentino di direzione dalla mattina al pomeriggio. Da Figura 75 la velocità mensile più alta è quella del mese di dicembre.

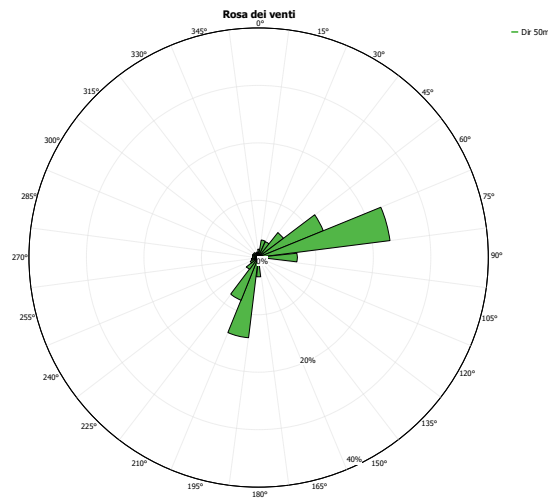


Figura 71 - Rosa dei venti – dati di reanalisi da
Aeolian 50m

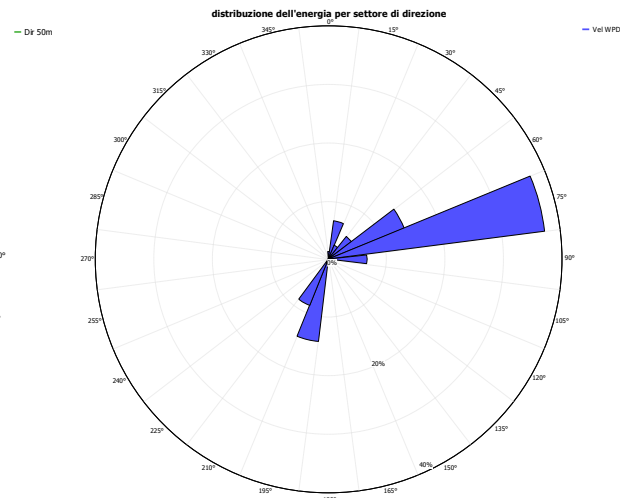


Figura 72 - distribuzione dell'energia disponibile
per settore di direzione Aeolian 50m

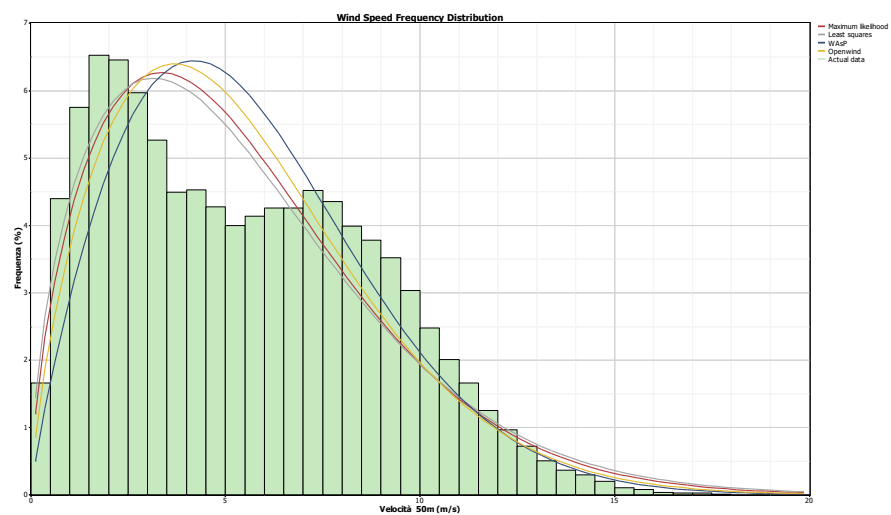


Figura 73 - distribuzione della velocità del vento e curve di densità di probabilità (Weibull) ottenute dalla stima dei parametri

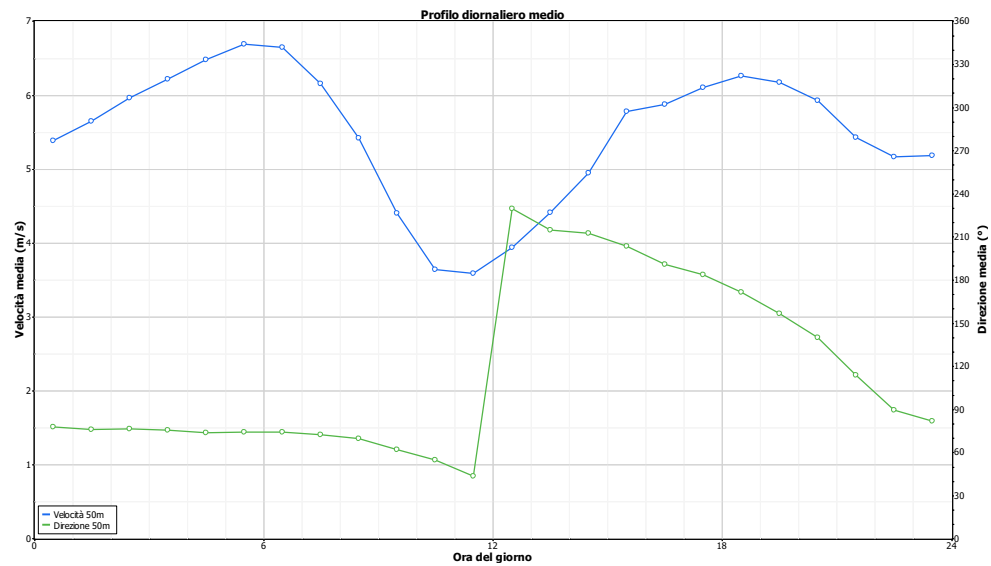


Figura 74 - profilo giornaliero della velocità (azzurro) e della direzione (verde) del vento

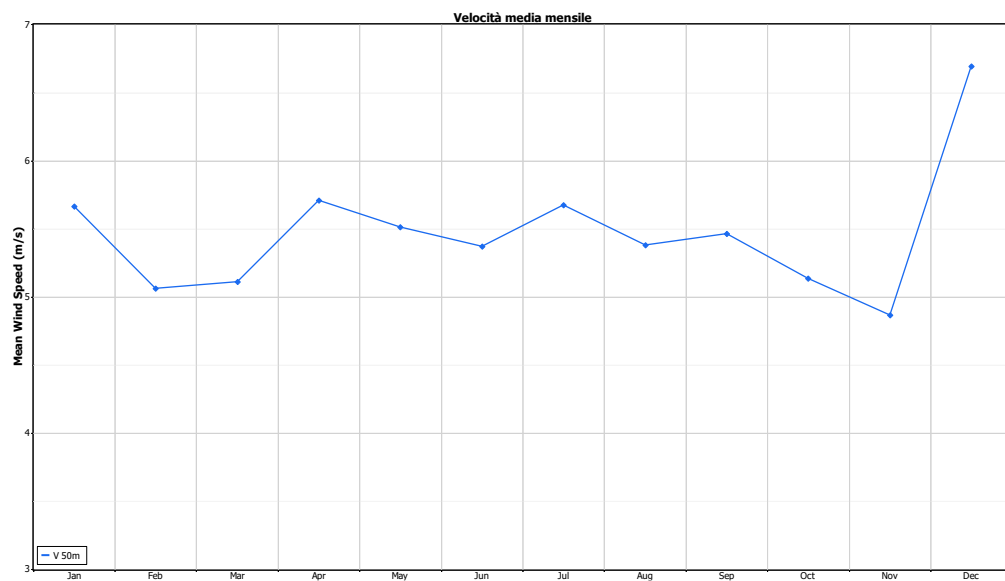


Figura 75 - Velocità media mensile

8.4.2 - Vincoli orografici e non negoziabili

Il vincolo quota (< 1600 m.s.m) risulta avere un impatto trascurabile sulla zona, come testimoniato dalle superfici di isolivello riportate in Figura 76.

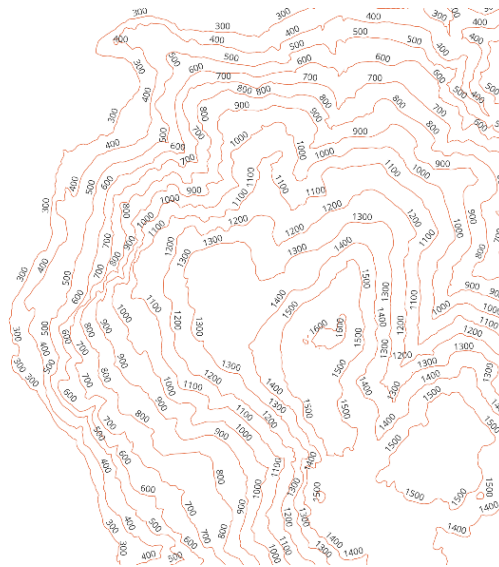


Figura 76 - Quota, le curve di livello identificano la piccola area esclusa per il vincolo quota 1600 m.s.m.

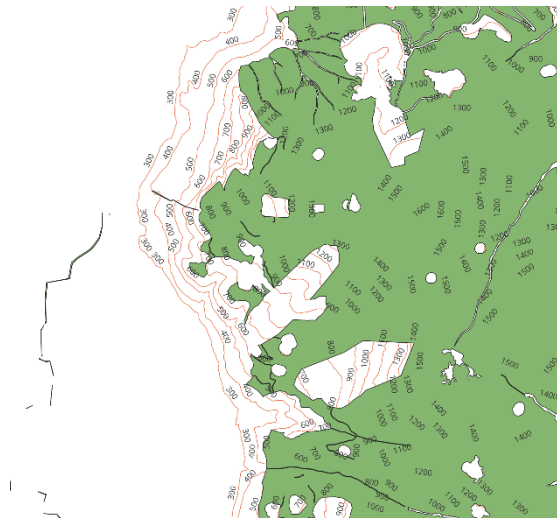


Figura 77 - Su sfondo bianco le aree scartate per
vincoli non negoziabili

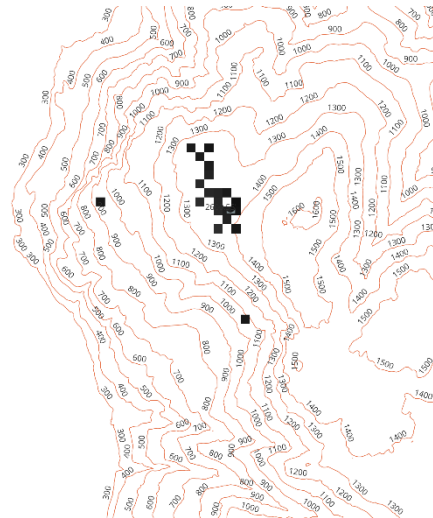


Figura 78 - area residua (in nero) con l'applicazione
di tutti i vincoli

Anche la presenza di vincoli non negoziabili risulta avere un impatto trascurabile, come riportato in Figura 77, in cui la porzione verde della mappa rappresenta la superficie compatibile con il **Università degli Studi di Trento**

quadro normativo vigente. Conseguentemente il vincolo maggiormente impattante per la zona 4 è costituito dalle pendenze, che portano a un'esclusione di una grande quantità dell'area compatibile, portando al risultato riportato in Figura 78. L'area residua vale ancora quasi 0.20 km², ma è abbastanza frammentata.

In Figura 79, oltre all'area individuata dai vincoli, sono state riportate le connessioni viarie e elettriche. L'area è attraversata da linea elettrica aerea ad alta tensione e la rete stradale di accesso è costituita da una strada comunale (in manutenzione provinciale) con delle curve e tornanti con raggi di curvatura molto ridotti. Questo aspetto, unitamente alla ridotta larghezza della carreggiata impossibilita, allo stato attuale, il trasporto delle componenti degli aerogeneratori.

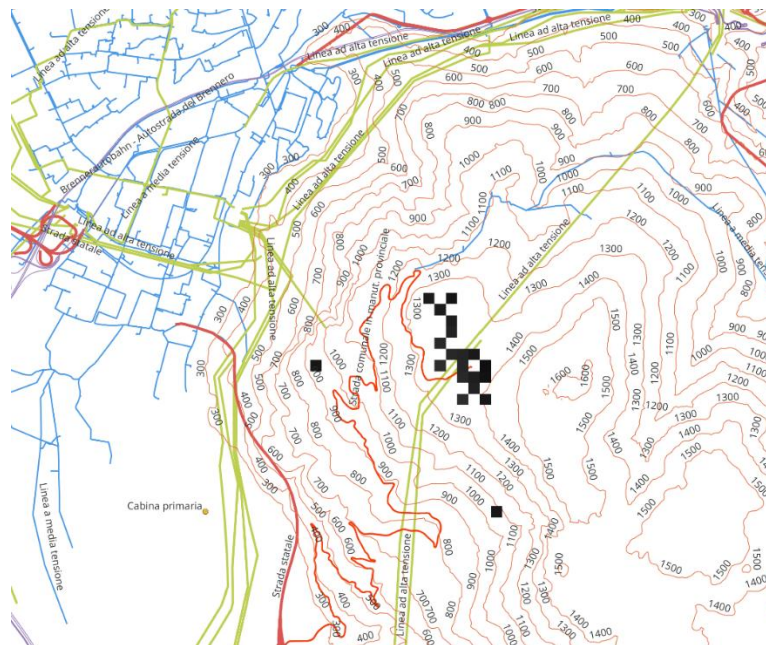


Figura 79 - Area residua dopo l'applicazione dei vincoli ed infrastrutture

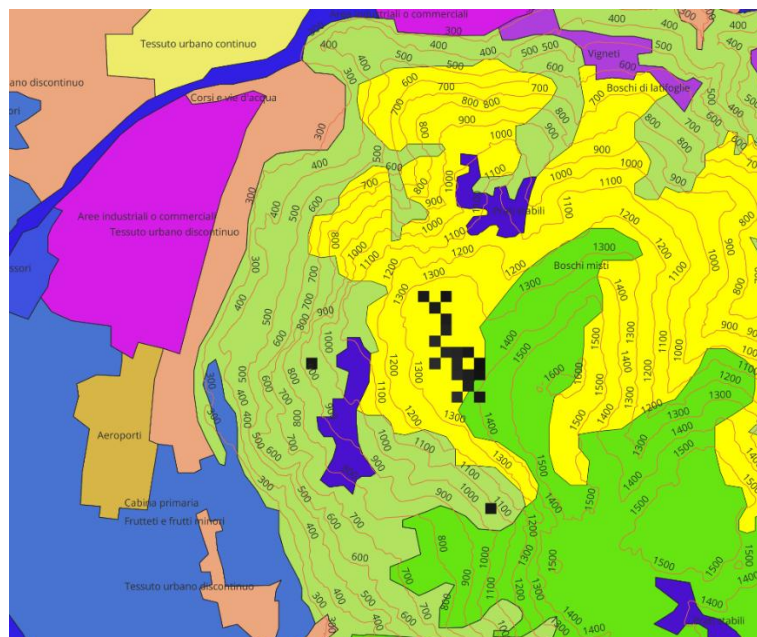


Figura 80 - Uso del suolo, l'area individuata è definita "boschi misti"

In Figura 80 è mostrata la mappa dell'uso del suolo. L'area individuata si trova per la maggior parte dentro una zona a bosco misto, con una porzione minore collocata in una zona a bosco di conifere. Alla fine della strada di collegamento è presente un'attività ricettiva turistica (Google Maps).

8.4.3 - Commenti aggiuntivi

L'area di La Costa è un'area potenzialmente interessante per l'installazione di un esiguo numero di aerogeneratori. Le problematiche maggiormente di interesse per l'area sono la presenza di aree con destinazione d'uso non compatibile con l'installazione di un parco eolico e l'assenza di connessioni viarie con raggi di curvatura e larghezza di carreggiata idonee al passaggio di mezzi pesanti e al trasporto dei componenti.

8.5 - Zona 5 – Klausen

8.5.1 - Risorsa eolica

Figura 81 mostra l'area individuata dall'atlante con velocità superiori a 5 m/s a 50 metri dal suolo. Analogamente alla Zona 4, i valori sono prossimi a quello di soglia di 5 m/s, pertanto si ritiene

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it

necessaria una accurata valutazione del sito tramite campagna anemometrica. L'area complessiva individuata ha quindi una superficie di 5,88 km². L'area da scartare per il vincolo quota a 1600 m.s.m. è evidenziata su sfondo bianco in Figura 82.

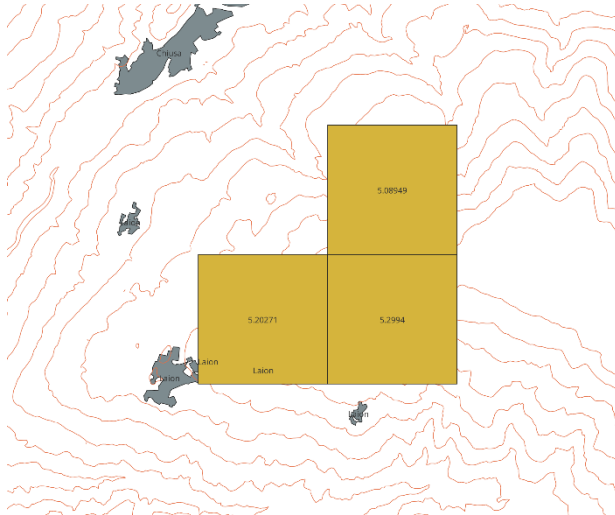


Figura 81 - Area con velocità del vento superiore a 5 m/s (Atlante Aeolian), in evidenza le zone abitate



Figura 82 - Su sfondo bianco le zone escluse per quota superiore a 1600 m.s.m.

Anche per la Zona 5 non sono disponibili dati da stazioni meteorologiche sul territorio. Si è scelto quindi di elaborare più nel dettaglio la serie storica di dati di reanalisi per gli anni dal 2015 al 2019 a 50 metri fornita da AEOLIAN. La velocità media nell'area a 50 metri dal suolo risulta essere di 5,27 m/s, la densità dell'aria media è di 1,048 kg/m³, la densità di potenza di 140 W/m².

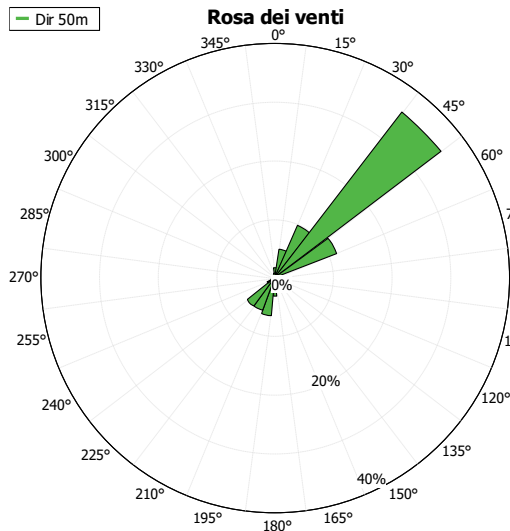


Figura 83 - Rosa dei venti da Aeolian

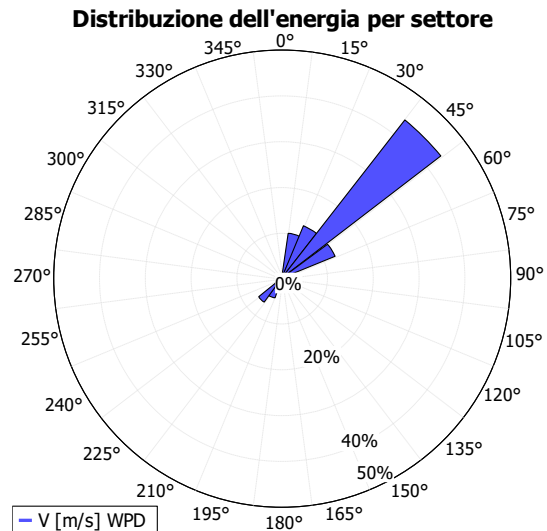


Figura 84 - distribuzione dell'energia per settore di
direzione

In Figura 83 la direzione di provenienza del vento prevalente (NE) ed in Figura 84 l'energia per settore di direzione. L'energia disponibile è quasi completamente concentrata tra i 7.5° ed i 67.5° e principalmente nel settore a 45°. In Figura 85 la distribuzione di velocità del vento con le curve ottenute dalla stima dei parametri di Weibull con i metodi elencati nella legenda della figura.

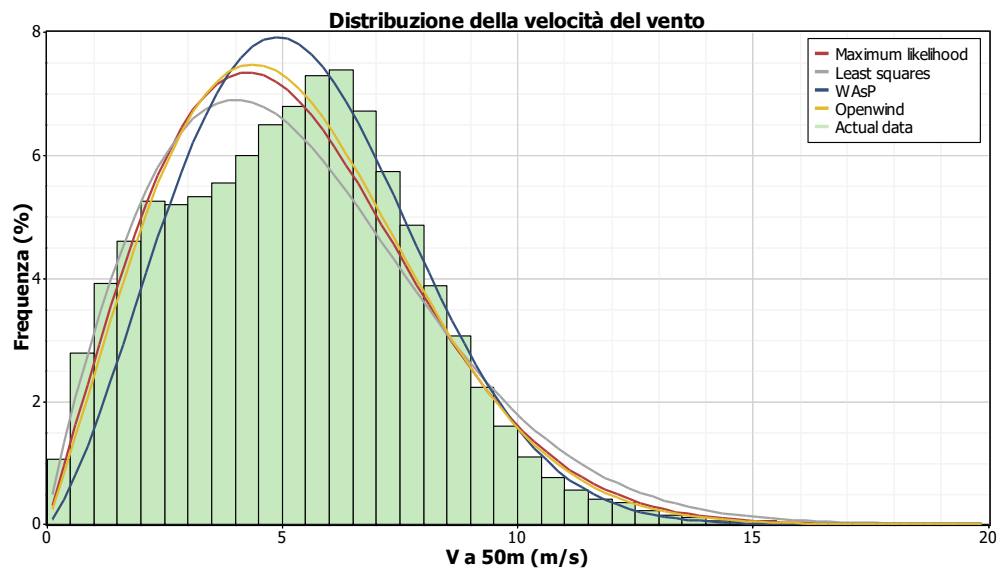


Figura 85 - Distribuzione della velocità del vento per classi di velocità e curve di Weibull (Stima dei
parametri della distribuzione con vari metodi)

In Figura 86 e Figura 87, rispettivamente, il profilo giornaliero di velocità e direzione media oraria e la velocità media mensile.

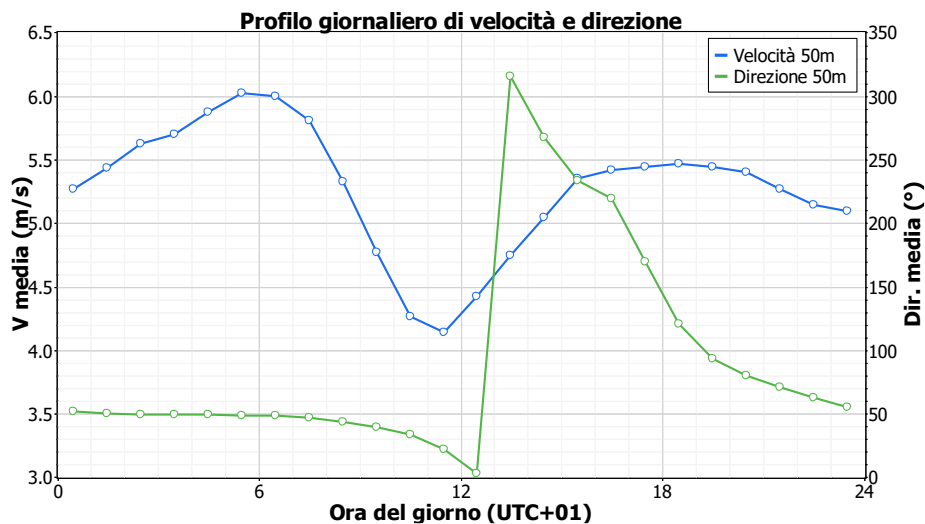


Figura 86 - Profilo giornaliero della velocità del vento e della direzione

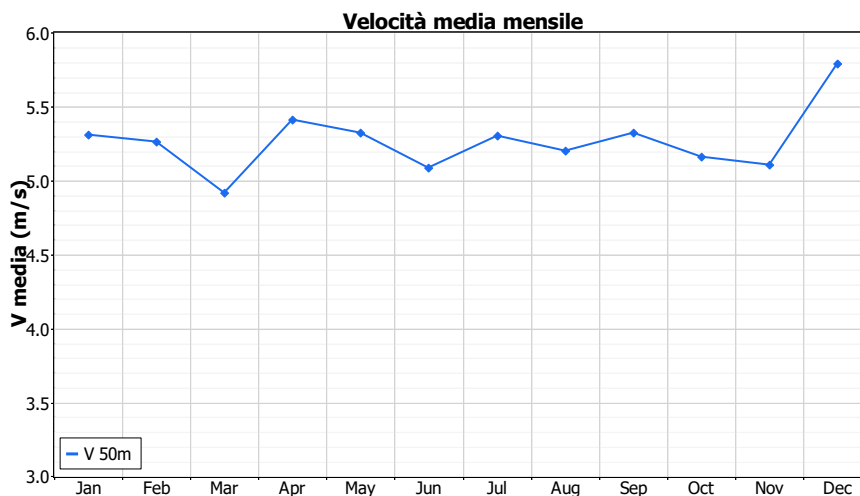


Figura 87 - velocità media mensile

8.5.2 - Vincoli orografici e non negoziabili

In Figura 88, in sfondo bianco le aree escluse per vincoli non negoziabili. In Figura 89 in rosa le aree disponibili residue dopo l'applicazione dei vincoli di ventosità (velocità superiore a 5 m/s medi da atlante Aeolian), vincolo quota 1600 m.s.m. e vincoli non negoziabili. Sempre in Figura 89 in evidenza le aree dei centri abitati.

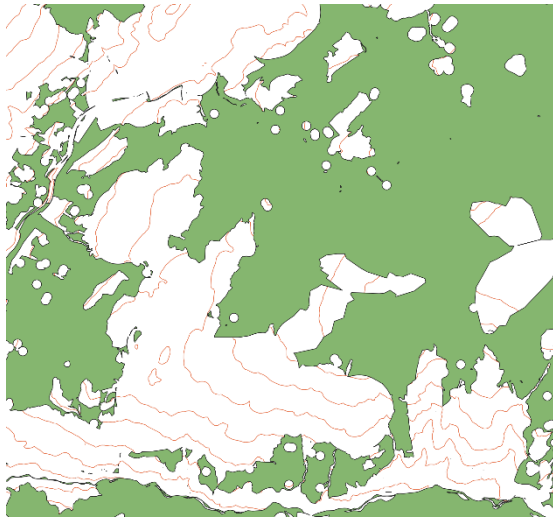


Figura 88 - Su sfondo bianco le aree escluse per vincoli non negoziabili

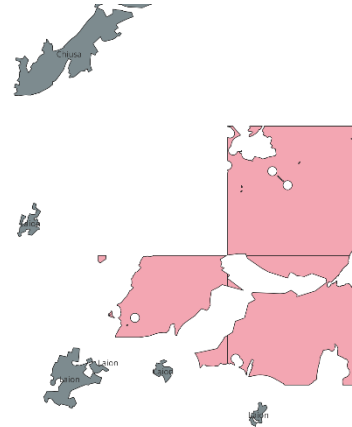


Figura 89 - Su sfondo bianco le zone escluse per vento inferiore a 5 m/s, quota > di 1600 m.s.m., vincoli non negoziabili, in evidenza le zone abitate

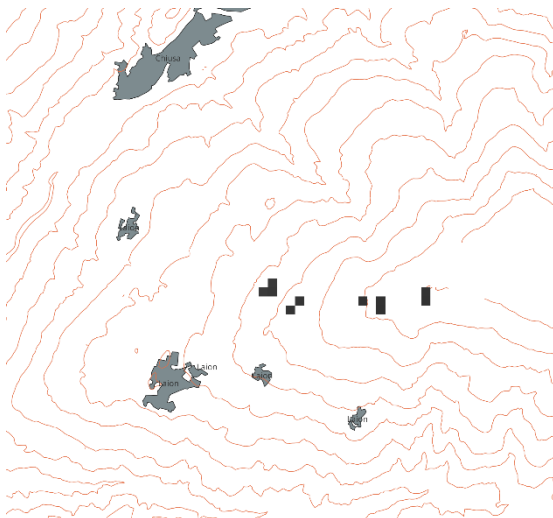


Figura 90 - Di colore nero le aree rimanenti applicando, oltre ai vincoli anche il vincolo pendenza al 10%, in evidenza i centri abitati

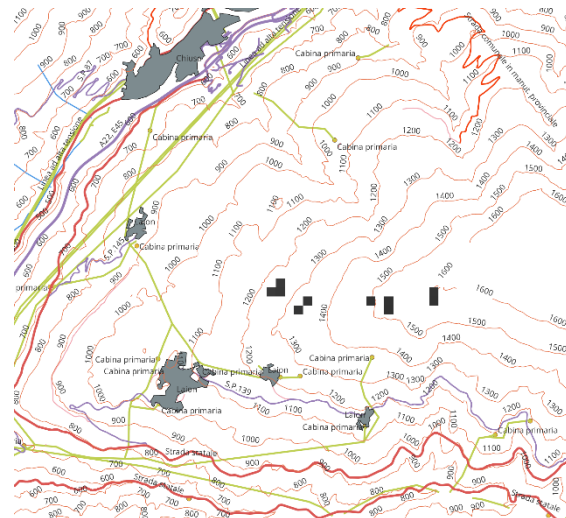


Figura 91 - Infrastrutture stradali (da autostrade a strade comunali), linee elettriche di alta e media tensione, cabine primarie

In Figura 90, in nero le aree rimanenti dopo l'applicazione del vincolo pendenza (10%). Anche in questo caso, come per le altre aree, il vincolo pendenza è il vincolo critico che riduce le

aree disponibili. L'area rimanente è di circa 0.010 km² ma è molto frammentata e si distribuisce tra la quota di 1250 m.s.m. circa e di poco inferiore ai 1600 m.s.m. In Figura 91 sono inserite le infrastrutture elettriche principali (linee di alta e media tensione, cabine primarie) e la rete stradale di accesso (dalle autostrade alle strade comunali). La rete stradale di accesso risulta carente. Nessuna strada raggiunge la zona individuata. In Figura 92 si sono aggiunte le strade forestali che raggiungono l'area, identificate con l'etichetta della classe (106) presente negli attributi. Infine in Figura 93 si riporta il dato relativo alla copertura del suolo. Tutta l'area interessata è identificata come bosco di conifere.

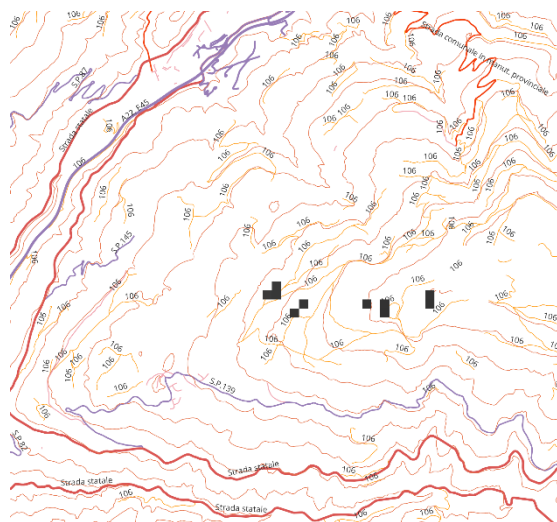


Figura 92 - infrastrutture con l'aggiunta delle strade forestali

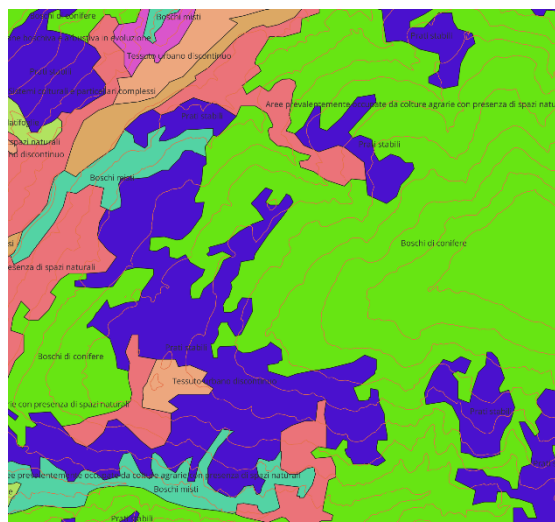


Figura 93 - Copertura del suolo

8.5.3 - Commenti aggiuntivi

Ai fini dello sfruttamento della risorsa eolica l'area analizzata è fortemente penalizzata da diversi fattori, ovvero:

- dalla scarsa connettività a reti viarie (anche considerando le strade forestali)
- presenza di una destinazione d'uso del suolo esclusiva, in quanto l'area è interessata da un bosco di conifere
- qualità della risorsa marginale, con valori medi molto prossimi a quelli di soglia.

8.6 - Zone 6 e 7

Le zone 6 e 7 rappresentano delle aree in cui è possibile prevedere l'installazione di una macchina isolata, vista l'esigua estensione superficiale delle aree. Queste aree possono essere considerate – previa una misura sperimentale della qualità del vento – per la costruzione di comunità energetiche locali o per generazione in situ con taglie inferiori a 1 MW.

8.7 - Zona di Sattelberg

In aggiunta alle aree identificate dal modello, è stata ulteriormente valutata l'area del Sattelberg (coordinate 47.000636, 11.496158), che è stata precedentemente soggetta ad interesse in quanto apparentemente compatibile per ventosità con l'installazione di più aerogeneratori. La zona di Sattelberg presenta infatti una velocità media del vento superiore ai 5 m/s. La sola analisi del campo di velocità e dell'utilizzo del suolo permetterebbe l'installazione di più aerogeneratori, come è possibile osservare in Figura 94, in cui i colori corrispondono alle seguenti categorie:

- Colore Viola: Boschi di conifere, o aree a vegetazione boschiva e arbustiva in evoluzione
- Colore Verde: Zona Rocciosa
- Colore Bianco: Aree a pascolo naturale e praterie di alta quota, o brughiere e cespuglieti.
- Colore Marrone: Reti stradali e ferroviarie e spazi accessori.

E' utile osservare che praticamente tutta l'area compatibile con i vincoli discussi in precedenza sia installata a una quota superiore di 1600 metri, con pendenze ben superiori al valore di soglia del 10% precedentemente indicato come valore limite. Sono ulteriormente presenti sono connessioni stradali sotto forma di strade forestali che difficilmente si presterebbero al trasporto delle componenti con ingombri maggiori (pale e navicelle) a causa dei raggi di curvatura e pendenze elevati, larghezza della carreggiata non compatibile e portate probabilmente non sufficienti. Sebbene in passato la priorità di dispaccio e i meccanismi di incentivazione verde potessero giustificare gli evidenti costi associati alle opere necessarie all'installazione di un parco, il mercato elettrico attuale difficilmente renderebbe nuove installazioni nell'area economicamente convenienti.

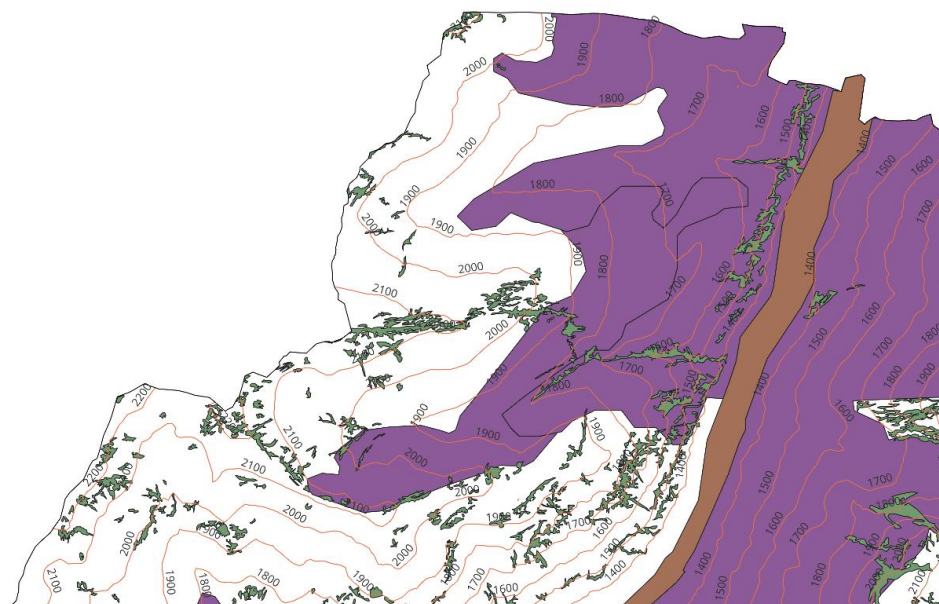


Figura 94 – Area di Sattelberg, utilizzo del suolo e curve di isolivello.

8.8 - Commenti di sintesi sulle aree

Il riassunto dei risultati ottenuti è riportato in Tabella 19, in cui sono inserite delle brevi note sull'area disponibile, la qualità delle connessioni, utilizzo del suolo principale e note aggiuntive. Come sintesi finale si evidenzia che l'area di maggiore interesse per qualità del vento è la Zona 1 – val Venosta, che presenta velocità medie del vento interessanti. La zona 2 è stata esclusa per l'interferenza con il fiume Adige. L'Area 3 potrebbe essere di interesse, tuttavia è necessaria la conduzione di una campagna anemometrica al fine di validare il dato ottenuto da AEOLIAN. E' necessario anche una valutazione accurata dell'impatto ambientale dell'intervento a causa della prossimità di aree di interesse naturalistico. La zona 4 si presta potenzialmente all'installazione di turbine eoliche, tuttavia la connettività stradale e elettrica è scarsa, e l'area è interessata da boschi con i relativi problemi di permitting e di influenza sulla risorsa. La zona 5 anche presenta una scarsa connettività viaria e elettrica, con una risorsa eolica prossima al valore di soglia di 5 m/s. La zona 6 e 7 sono eventualmente adatte, per qualità della risorsa, per l'installazione di aerogeneratori isolati. La zona del Sattelberg è invece fortemente penalizzata dalla pendenze che limitano fortemente la possibilità di installazione delle macchine

Tabella 23 - Riassunto dell'analisi delle aree di interesse

Zona	Area disponibile [km ²]	Connessioni viarie	Connessioni elettriche	Utilizzo del suolo principale	Note aggiuntive
1-Val Venosta	0.09	Presenti	Presenti	Tessuto urbano	Possibili interferenze con zone abitate e diga
2- Covelano	0	Presenti	Presenti	-	Esclusa per probabile interferenza con fiume Adige
3 - Favogna	0.045	Possibili	Presenti	Zone a tutela paesaggistica, laghi	Velocità del vento misurate basse a 10 m (3.9 m/s). Prossimità di aree a tutela paesaggistica.
4 – La Costa	0.2	Scarse	Possibili	Boschi misti, boschi di conifere	Area penalizzata dalla scarsa connettività e da destinazioni del suolo a uso boschivo.
5 - Klausen	0.1	Scarse	Possibili	Boschi di conifere	Velocità del vento prossime al valore di soglia di 5 m/s.
6 / 7	Aerogeneratori isolati	Possibili	Possibili	-	Siti adatti per l'installazione di aerogeneratori isolati
Sattelberg	-	Possibili	Possibili	Boschi di conifere, pascoli	Area fortemente penalizzata dalle pendenze

8.9 - Influenza delle aree di rispetto

Le aree considerate e potenzialmente adatte per l'installazione di turbine presentano una superficie esigua, a causa dell'interferenza con vincoli territoriali esistenti e/o per la scarsa qualità del vento nell'area. Tuttavia, nella prima parte dell'analisi è stata trascurata l'influenza delle aree di rispetto. Infatti, solo una porzione della zona di concessione è effettivamente occupata dalle turbine, con una prevalenza dell'occupazione del terreno dovuta invece ad altri fattori. I fattori di maggiore influenza sono:

- Rispetto tra le distanze mutue delle turbine per effetti di scia (maglia del parco). E' espressa come frazione del diametro delle turbine. Può differire nelle distanze tra le e colonne. Assume valori da $3 \div 10$, dove il limite inferiore si riferisce a distanze laterali tra turbine (parchi con turbine in linea) con venti prevalentemente ortogonali alla linea, e quello superiore alle distanze tra turbine in parchi onshore, dove gli effetti del rimescolamento atmosferico sono più blandi e quindi servono distanze maggiori per ottenere un significativo recupero dell'intensità della risorsa;
- aree di buffer per pericolo di crollo delle torri o, se richiesto di proiezione della pala o frammenti di essa (fascia perimetrale esterna del parco);
- strade di accesso per manutenzione;
- vie di attraversamento stradale;
- fascia di rispetto per ragioni di sicurezza o di impatto (visivo, acustico, ecc.);
- area di rispetto del singolo aerogeneratore: in questo caso è l'area definita da un quadrato di lato pari a $k_B \cdot D$, o un cerchio di raggio $k_B \cdot D$ attorno alla turbina. Il parametro k_B definisce la distanza di rispetto dalla base della torre che a seconda dei regolamenti territoriali specifici può variare dall'altezza massima delle turbine $k_B = H_{tip} \approx 1, 5$) a valori precauzionali di $k_B = 6$, quando ci si voglia cautelare da problemi di perdita della pala o proiezione di frammenti di ghiaccio, come accade per molti siti montani o in ogni caso se le turbine si trovino in prossimità di strade grande percorrenza o ferrovie.

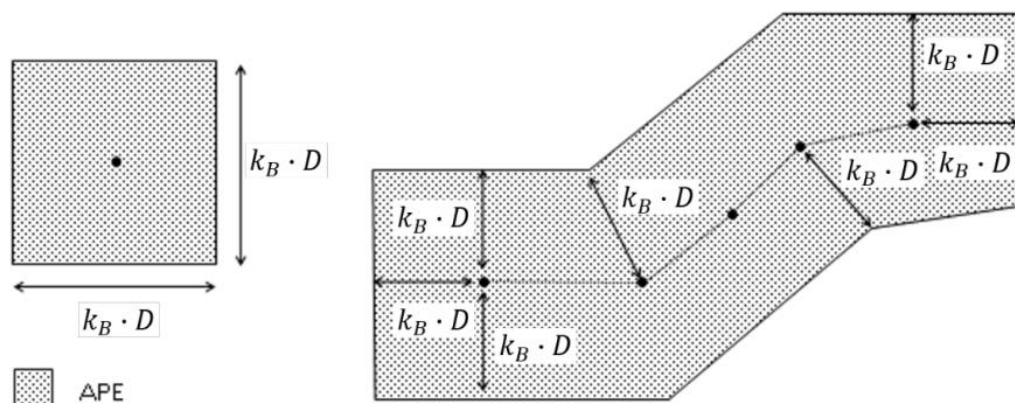


Figura 95 - Area di rispetto di un parco eolico

In particolare, tale ultimo fattore incide particolarmente sulla disponibilità di terreno per installazioni con macchine singole o parchi scarsamente numerosi. A titolo di esempio, una turbina eolica del diametro $D=80\text{m}$, adottando un valore del parametro $k_B=2D$, richiede un'area di rispetto di circa 20000 m^2 (2 km^2) attorno alla base torre per il solo pericolo crollo. Pur non sussistendo per tali aree alcuni vincoli come ad esempio quello delle massime pendenze precedentemente discusso, è tuttavia verosimile considerare che, in ciascuna delle zone, il numero di macchine effettivamente installabili sia assai ridotto, nella maggior parte dei casi limitato ad una singola turbina. Ciò riduce il potenziale eolico sfruttabile a installazioni isolate per la generazione locale di potenza. Queste applicazioni, seppur di scarso interesse in ottica di scala regionale o nazionale, potrebbero comunque presentare dei vantaggi qualora si considerasse il loro inserimento in comunità energetiche locali.

8.10 - Calcolo della Produzione Annua di Energia

A valle dell'analisi delle aree è stata valutata la Produzione Annua di Energia (AEP), che rappresenta la quantità attesa di energia che verrà immessa in rete. Questo calcolo è sito-specifico, considerata la diversa qualità di vento e la sorgente di dati non omogenea. Per la valutazione dell'AEP è stata considerata una turbina eolica da 1 MW. Il modello scelto è la turbina LTW80 della Leitwind, le cui caratteristiche sono le seguenti:

Tabella 24 - caratteristiche della turbina LTW80

Potenza nominale	Classe di vento	Diametro rotore	Altezza torre	Certificazione
1.000 kW	IIA	80 m	65 m	EN/IEC61400-22

Altre macchine compatibili con le velocità in gioco sono quelle commercializzate dalla Leitwind (LTW90) con potenze inferiori da 500 e 900. Un modello alternativo di turbina adatta all'installazione in comunità energetiche è la LTW42 con diametro di 42 m, altezze della torre di 28,4 m e 39 m e potenza nominale di 250 kW o 500 kW.

Per la Zona 1 (Val Venosta) e per la Zona 3 (Favogna), per il calcolo dell'AEP sono stati utilizzati i dati relativi alla risorsa eolica delle stazioni meteo messi a disposizione. In particolare i dati della stazione di Malser Haide per la Zona 1 (serie storica più completa rispetto a quella di S.

Valentin) e quelli della stazione di Fennberg per la Zona 3. I dati sono misurati a 10 metri dal suolo. Il mozzo della turbina è invece a 65 m. Per l'estrapolazione del vento stimato a 65 m si è utilizzata una power law con coefficiente pari 0,143 (valore del coefficiente comunemente utilizzato per siti analoghi).

Per la Zona 4 e la Zona 5 si è scelto di utilizzare i dati di AEOLIAN. Lo shapefile utilizzato per filtrare le porzioni di territorio con velocità media superiore a 5 m/s contiene solo dei dati di sintesi. Per avere dei dati più completi sono state scaricate dall'atlante le serie storiche ottenute dal modello per gli anni dal 2015 al 2019 a 50 m dal suolo (non sono disponibili dati degli anni successivi) per le coordinate geografiche delle Zone 4 e 5. Le serie storiche contengono i dati di velocità e direzione con media oraria. Dalle serie storiche sono state ricavate le distribuzioni di velocità da utilizzare per il calcolo dell'AEP. Per l'estrapolazione del dato da 50 m a 65 m, anche in questo caso, è stata utilizzata una power law con coefficiente 0,143. La densità dell'aria per il calcolo dell'AEP è considerata costante con il valore calcolato dalla temperatura media del sito e la quota, considerando l'atmosfera standard.

Per i siti 6, 7 e altri siti con qualità della risorsa simile a quelli identificati è possibile considerare valori prossimi a quelli riportati nella Tabella 25, che sintetizza i parametri principali della risorsa ed il valore di AEP utilizzando la turbina LTW80.

Tabella 25 - AEP per i diversi siti

Zona	Vm dati [m/s]	Vm hub [m/s]	Quota [m.s.l.m.]	AEP (P50) lorda 1 turbina [MWh]	AEP (P50) netta 1 turbina [MWh]	INCERTEZZA SULLA PRODUZIONE (10 ANNI)
Zona 1 - S. Valentin	5,05 (10m)	6,65	1460 - 1500	3438	3094	±309
Zona 3 - Favogna	3,47 (10m)	4,52	1150 - 1200	1572	1415	±141
Zona 4 - La Costa	5,47 (50m)	5,69	1300 - 1400	2911	2617	±262
Zona 5 - Klausen	5,27 (50m)	5,47	1300 -1500	2416	2174	±217

Nella quarta colonna si riporta il valore convenzionale della produzione lorda P50 (probabilità del 50% che tale produzione di realizzi). A questi valori sono stati applicati dei fattori di perdita, che tengono conto di aspetti quali la disponibilità tecnica della turbina e della rete elettrica, la presenza



di ghiaccio e altri fattori ambientali, il degrado della macchina, ecc., Essi possono essere definiti con accuratezza solo a valle dello studio di micrositing, in quanto fortemente dipendente dal sito e dal modello di turbina prescelta. Tipicamente per terreni complessi tali perdite non sono mai inferiori al 10% con valori massimi anche del 20%. I risultati della produzione netta considerando il 10% di perdite, sono indicati nella sesta colonna. Infine, nell'ultima colonna si riporta il valore dell'incertezza della produzione annua che tiene conto del processo di misura, delle variabili ambientali ed altro. Anche l'incertezza, in mancanza di dati misurati (anche storici) e altri fattori deducibili solo da attività di progetto del sito, è stata valutata nell'ordine del 10% analogamente a studi condotti su siti di tipologia simile.

9 - CONSIDERAZIONI FINALI

Nell'ambito del presente lavoro sono stati analizzati in maniera sistematica i fattori di valutazione tecnico, logistico infrastrutturale e ambientale di cui si deve tenere conto nella fase di individuazione di potenziali insediamenti eolici su territori ad orografia complessa come quello della provincia autonoma di Bolzano. La valutazione dei fattori ha condotto alla messa a fuoco di una serie di criteri che devono essere considerati al fine di condurre analisi oggettive applicate alla specificità del territorio e dell'uso finale dell'energia. I criteri suggeriti derivano da una specifica ricerca su quelli adottati da altre amministrazioni nazionali e internazionali e da proposte maturate sulla base dell'esperienza degli estensori di questa relazione.

All'interno della relazione vengono descritti e commentati i fattori di valutazione ed i relativi criteri. La descrizione è stata volutamente espansa per fare sì che essa possa essere utilizzata anche come stato dell'arte su tutti gli aspetti fondamentali del settore eolico, utile anche a non addetti ai lavori.

Oltre a ciò, per la prima volta in questo lavoro compaiono esplicite elaborazioni (non esistenti a tutt'oggi nella bibliografia analizzata) di dati tecnici necessari alle valutazioni di tipo logistico infrastrutturale, quali le correlazioni fra dati di turbina (ingombri e pesi) e caratteristiche delle reti viarie, relazioni fra le caratteristiche costruttive delle turbine e requisiti per la manutenzione.

Il risultato del lavoro presenta una duplice valenza: anzitutto è stata prodotta una griglia di criteri utile a processi di valutazione dello sfruttamento della risorsa eolica sul territorio, applicabile ad analisi di micro e macro aree. Secondariamente si è ottenuto l'obiettivo di definire la tipologia di dati e di informazioni sul territorio, dirette od indirette, da ricercarsi negli archivi provinciali o in altri database disponibili in relazione all'impiego nelle valutazioni di potenziale eolico.

A conclusione si può affermare che, stante la disponibilità di dati sufficientemente accurati, la matrice di valutazione proposta consente di effettuare compiutamente analisi sulla fattibilità di impianti eolici in relazione alla specificità del territorio.

Il risultato di tale fattibilità ha condotto alla creazione di un modello cartografico per valutare il potenziale sfruttabile.



Emerge come i fattori maggiormente limitanti siano quelli di ordine tecnico, dovuti alla conformazione del territorio, in particolare le pendenze, le quali di fatto azzerano la disponibilità di territorio ai fini dello sfruttamento eolico. Di contro le zone a pendenza utilizzabile per le installazioni presentano ventosità inferiori a valori economicamente sfruttabili.

Una analisi di dettaglio dei vari scenari ha evidenziato che, tenuto conto delle aree di rispetto, i siti individuati nei vari scenari difficilmente si prestano all'installazione di parchi eolici di grandi dimensioni, ma sono maggiormente indicati per applicazioni di micro o minieolico. E' stata calcolata la produzione annua di energia, basandosi su un modello di macchina da 1 MW, osservando come nel caso del sito con qualità del vento migliore essa sia pari a circa 3 GWh annui. E' verosimile ipotizzare che installazioni localizzate portino a valori prossimi, come osservabile per gli altri siti riportati in Tabella 25.

BIBLIOGRAFIA

ARTICOLI

- BATTISTI L., Design Options to Improve the Dynamic Behavior and the Control of Small H-Darrieus VAWTs. Appl. Sci. 2021, 11(19), 9222; <https://doi.org/10.3390/app11199222> - 03 Oct 2022
- BATTISTI, L., ZANNE, L., CASTELLI, M.R., BIANCHINI, A., BRIGHENTI, A., A generalized method to extend airfoil polars over the full range of angles of attack, 2020 Renewable Energy, 155, pp. 862-875
- BATTISTI, L., DELL'ANNA, S., RACITI CASTELLI, M., BRIGHENTI, A., Effectiveness of Wind Turbines in Urban Environment, Springer, 2019, Research Topics in Wind Energy 8, pp. 255-269
- BATTISTI, L., BENINI, E., BRIGHENTI, A., DELL'ANNA, S., RACITI CASTELLI, M., Small wind turbine effectiveness in the urban environment, 2018. RENEWABLE ENERGY - ISSN:0960-1481 pp.102-113, vol. 129.
- BATTISTI, L., PERSICO, G., DOSSENA, V., BRIGHENTI, A., BENINI, E., Experimental benchmark data for H-shaped and troposkien VAWT architectures pp.425-444. In RENEWABLE ENERGY - ISSN:0960-1481 vol. 125, 2018
- BATTISTI, L., BRIGHENTI, A., RACITI CASTELLI, M., PERSICO, G., DOSSENA, V., Performance and midspan wake measurements on a H-Darrieus in controlled conditions, 2018, JOURNAL OF PHYSICS. CONFERENCE SERIES - ISSN:1742-6588 vol. 1037
- BATTISTI, L., BENINI, E., BRIGHENTI, A., (...), PERSICO, G., PARADISO, B., A review based on evaluation experiences with ten-years activity in VAWT experimental wind tunnel testing, GREEN ENERGY AND TECHNOLOGY - ISSN:1865-3529, 2018
- A. BIANCHINI, F. BALDUZZI, G. FERRARA, L. FERRARI, G. PERSICO, V. DOSSENA, L. BATTISTI, Detailed analysis of the wake structure of a straight-blade H-Darrieus wind turbine by means of wind tunnel experiments and computational fluid dynamics simulations. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, GT2017-64733, GTP-17-1281.
- PERSICO, G.; DOSSENA, V.; PARADISO, B.; BATTISTI, L.; BRIGHENTI A; BENINI E. (2016) "Time-Resolved Experimental Characterization of the Wakes Shed by H-shaped and Troposkien Vertical Axis Wind Turbines", 2017 Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME 139(3),031203.
- BATTISTI L., BRIGHENTI, A., BENINI E., RACITI CASTELLI M., S. DELL'ANNA., DOSSENA V., PERSICO G., PAULSEN U.S., PEDERSEN T.F., (2016) "Normalized performance and load data for the Deepwind demonstrator in controlled conditions", Data in Brief (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.dib.2016.07.029>.
- BATTISTI, L.; BRIGHENTI A; BENINI E.; RACITI CASTELLI M.; S. DELL'ANNA; DOSSENA, V.; PERSICO, G.; PAULSEN, U. S., PEDERSEN T. F. (2016) "Wind Tunnel Testing of the DeepWind Demonstrator in Design and Tilted Operating Conditions", Energy 111(2016):484-497.
- BATTISTI L., BRIGHENTI A., BENINI E., CASTELLI M.R., Analysis of Different Blade Architectures on small VAWT Performance, 2016, Journal of Physics: Conference Series 753(6),062009
- BATTISTI, L.; BENINI, E.; BRIGHENTI, A.; SORAPERRA, G., RACITI CASTELLI, M. (2016), Simulating the dynamic behavior of a vertical axis wind turbine operating in unsteady conditions, 2016, Journal of Physics: Conference Series 753(4),042012.
- RACITI CASTELLI, M.; MASI, M.; BATTISTI, L.; BENINI, E.; BRIGHENTI, A.; (2016) "Preliminary assessment of the reliability of numerical wind tunnels for VAWT simulation,

- BATTISTI, L., BRIGHENTI, A., BENINI, E., DOSSENA, V., PERSICO, G., PARADISO, B. (2015). Three dimensional character of VAWT wakes: an experimental investigation for H-shaped and Troposkien architectures, 2016, Proceedings of the ASME Turbo Expo
- BATTISTI, L., DOSSENA, V., PERSICO, G., DELL'ANNA, S., BENINI, E., AND BRIGHENTI, A. (2015). An Experimental Study of the Aerodynamics and Performance of Vertical Axis Wind Turbine in Confined and Non-Confined environment, 2015 Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME 137(5),051207
- BENEDETTI, M., FONTANARI, V., BATTISTI, L., Structural health monitoring of wind towers: Residual fatigue life estimation 2013 Journal of Smart Materials and Structures
- IONESCU, R.D., RAGAZZI, M., BATTISTI, L., RADA, E.C., IONESCU, G., Potential of electricity generation from renewable energy sources in standard domestic houses, 2013 WIT Transactions on Ecology and the Environment
- L. BATTISTI, F. TRIVELLATO, G. MIORI, The ideal power curve of small wind turbines from field data, 2012 Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics
- L. BATTISTI, L. ZANNE, S. DELL'ANNA, V. DOSSENA, G. PERSICO, B. PARADISO, Aerodynamic measurements on a vertical Axis wind turbine in a large scale wind tunnel, Journal of Energy Resources Technology, Transaction of ASME, Vol. 133, n. 3, Sept. 2011
- M.R. CASTELLI, G. ARDIZZON, L. BATTISTI, E. BENINI, Modeling Strategy and Numerical Validation for a Darrieus Vertical Axis Micro-Wind Turbine, ASME 2010 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Vol. 7: Fluid Flow, Heat Transfer and Thermal Systems, Parts A and B, ISBN: 978-0-7918-4444-1, DOI: 10.1115/IMECE2010-39548
- L. BATTISTI, G. SORAPERRA, R. FEDRIZZI AND L. ZANNE, Inverse design-momentum, a method for the preliminary design of horizontal axis wind turbines Journal of Physics: Conference Series 75 (1007) 01213.
- G.J.M. DARRIEUS, Turbine Having its Rotating shaft Transverse to the Flow of the Current US patent 1,835,018, 8-12-1931.
- M. MARINI, A. MASSARDO, A. SATTA, G. ZAMPARO, Theoretical Aerodynamic Methods for V.A.W.T. Analysis, Energy Conversion Engineering Conference, 1989.
- A.F. ABDEL AZIM EL-SAYED, C. HIRSCH AND R. DERDELINCKX, Dynamics of Vertical Axis Wind Turbines (Darrieus Type), International Journal of Rotating Machinery 1995, Vol. 2, No. 1, pp. 33-41.
- B. FORTUNATO, A. DADONE, V. TRIFONI, A Two-Dimensional Methodology to Predict Vertical Axis Wind Turbine Performance, Journal of Solar Energy Engineering August 1995, Vol. 117/187-193.
- R.E. SHELDAHL, B.F. BLACKWELL, Free-Air Performance Tests of a 5-Metre-Diameter Darrieus Turbine, SAND77-1083, 1977.
- H. GLAUERT, H., Airplane Propellers - Aerodynamic Theory, W. F. Durand ed, Chapter XI. Berlin:Springer Verlag, 1935.
- J.H. STRICKLAND, The Darrieus Turbine: A Performance Prediction Model Using Multiple Streamtubes, SAND75-0431, 1975.
- S. READ, D.J. SHARPE, An extended Multiple Streamtube Theory for Vertical Axis Wind Turbines, 2nd BWEA Workshop, April 1980.
- H. GLAUERT, A General Theory of the Autogyro, ARCR R&M, No. 1111, 1926.
- R.E. SHELDAHL, P.C. KLIMAS, Aerodynamic characteristics of 7 symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamics analysis of vertical axis wind turbine, Sandia National Laboratories: SAND80-2114, 1980.
- R.E. WILSON, S.N. WALKER, S. N., Performance Analysis of Horizontal Axis Wind Turbines, Oregon State Univ., Corvallis, OR, 1984.

L.A. VITERNA, R.D. CORRIGAN R.D., Fixed pitch rotor performance of large horizontal axis wind turbines, NASA CP-2230, USA, 1981.

F.W. RIEGELS, Aerofoil Sections: Results from Wind-tunnel Investigations, Theoretical Foundation, Ch.7, London, Butterworths Ed., 1961.

R.J. MURACA, M.V. STEPHENS, J.R. DAGENHART, Theoretical performance of cross-wind axis turbines with results for a catenary vertical axis configuration, NASA TMX-72662, USA, 1975.

O. DE VRIES, Fluid dynamic aspects of wind energy conversion, Natl. Aerospace Lab., Amsterdam, 1979.

.C. MANDAL, J.D. BURTON, The effects of dynamic stall and flow curvature on the aerodynamics of darrieus turbines applying the Cascade model, Wind Eng 18 (6), pp. 267–282, 1994.

S.ALLET, I.HALLE, I.PARASCHIVOIU, Numerical Simulation of Dynamic Stall Around an Airfoil in Darrieus Motion, Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 121, 69-76, Febr. 1999.

R.E. SHELDAHL, P.C. KLIMAS, L.V. FELTZ, Aerodynamic Performance of a 5-Metre-Diameter Darrieus Turbine with Extruded NACA-0015 Blades, SAND80-0179, March 1980.

M. ISLAM, D. TING; A. FARTAJ, Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines, Renewable & sustainable energy reviews, vol. 12, pp. 1087-1109, December 2008.

LETTERATURA DI SETTORE

Renewable Uk, www.renewable-uk.com

SWIIS (Small Wind Industry Implementation Strategy Project), <http://www.smallwindindustry.org>.

The Department for Trade and Industry, www.dti.gov.uk/files/file27558.pdf

Warwick Encraft Vento Trials, www.warwickwindtrials.org.uk

Campo Eolico Sperimentale di Trento (<http://www.eolicotrento.ing.unitn.it>)

Germanischer Lloyd, GL, Rules and Regulations, IV - Non Marine Technology, Part 1 Wind Energy, Regulations for Certification of Wind Energy Systems, Chapters 1-10 ed. 1998 e segg.

IEC 61400-2 – Wind Turbines, Part 2: Design Requirements For Small Wind Turbines

Pedro Fernández Díez, Energía Eólica, Ed. Departamento de Ingeniería Eléctrica Energética Universidad de Cantabria, España, 2005.

LIBRI

BATTISTI I. Gli Impianti motori eolici Ed. Città degli studi 2022

BATTISTI L. Wind energy in cold climates. Ed. Springer 2015

PIRAZZI L., VIGOTTI R. : “Le vie del vento”; Franco Muzzio Editore; ISBN 88-7413-080-5; 2004.

R.E. WILSON, P.B.S. LISSAMAN, Applied Aerodynamics of Wind-power Machines. NTIS: PB-238-595. Corvallis: Oregon State University, 1974.

I. PARASCHIVOIU, Wind Turbine Design - With Emphasis on Darrieus Concept, Polytechnic International Press, 2002.

J.H. HORLOK, Axial Flow Turbines, Butterworths, London, England, 1966

I.H ABBOTT, A.E. VON DOENHOFF, Theory of Wing Sections, Section 1.4, 1959.

L.J. CLANCY, Aerodynamics, Jhon Wiley & Sosns ed., Section 8.11, 1975.

Definizioni

- *Aerogeneratore*: sistema che converte l'energia cinetica del vento in energia elettrica. Si considera il rotore, l'alternatore, il sistema di conversione, i servizi ausiliari e le strutture di sostegno.
- *Aerogeneratore ad asse orizzontale*: aerogeneratore con asse del rotore sostanzialmente parallelo alla direzione del vento.
- *Aerogeneratore ad asse verticale*: aerogeneratore con asse del rotore verticale.
- *Aeromotore*: sistema che converte l'energia cinetica del vento in energia meccanica e tramite una catena puramente cinematica azionano dispositivi di varia natura.
- *Altezza del mozzo*: altezza del centro dell'area spazzata dal rotore di un aerogeneratore al di sopra della superficie del terreno.
- *Area spazzata*: area di proiezione, in un piano perpendicolare al vettore della velocità del vento, del cerchio lungo il quale si muovono le estremità delle pale del rotore durante la rotazione.
- *Avviamento*: stato transitorio di un aerogeneratore tra lo stato di quiete e la produzione di potenza.
- *Centrale eolica*: gruppo o gruppi di aerogeneratori.
- *Coefficiente di potenza*: rapporto tra la potenza resa netta di un aerogeneratore e la potenza disponibile nel vento imperturbato che interessa l'area spazzata dal rotore.
- *Condizioni ambientali*: caratteristiche dell'ambiente (altitudine, temperatura, umidità, ecc.) che possono influire sulle prestazioni.
- *Condizioni esterne* (ad un aerogeneratore): fattori che influiscono sul funzionamento di un aerogeneratore, compresi il regime di vento e altri fattori climatici come per es. neve, ghiaccio ecc.
- *Corrente nominale* (di un aerogeneratore): corrente dell'aerogeneratore, funzionante a potenza, tensione e frequenza nominali.
- *Curva di potenza misurata*: tabella e grafico che rappresenta la potenza resa netta di un aerogeneratore misurata, corretta e normalizzata in funzione della velocità del vento misurata, determinata con un metodo di misura ben definito.
- *Disponibilità*: rapporto, espresso in percento, tra il numero totale di ore durante un periodo specificato, escludendo il numero di ore in cui l'aerogeneratore non ha potuto essere in funzione a causa della manutenzione o di situazioni di guasto, ed il numero totale di ore di quel periodo di tempo.
- *Distorsione di flusso*: variazione nel flusso d'aria provocata dalla presenza di ostacoli, da variazioni topografiche, oppure da altri aerogeneratori, che causa una deviazione della velocità del vento misurata rispetto alla velocità del vento imperturbato e un'incertezza significativa.
- *Freno* (di un aerogeneratore): dispositivo in grado di ridurre la velocità di rotazione o di arrestare il motore.
- *Freno di parcheggio* (di un aerogeneratore): freno in grado di impedire la messa in movimento del rotore.
- *Funzionamento isolato* (ad isola): funzionamento stabile e temporaneo di una parte discreta del sistema elettrico di potenza dopo il frazionamento della rete.
- *Imbardata* (di un aerogeneratore ad asse orizzontale): rotazione dell'asse del rotore attorno a un asse verticale.
- *Impianto eolico*: complesso costituito da uno o più aerogeneratori e tutte le infrastrutture richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento. Fanno parte dell'impianto eolico tutti i componenti elettrici: aerogeneratori, rete interna, trasformatori elevatori, dispositivi ed apparecchiature, incluso l'interruttore generale d'interfaccia.

- *Interconnessione*: collegamento singolo o multiplo tra sistemi di trasmissione che consente lo scambio di energia elettrica tra tali sistemi mediante circuiti e/o trasformatori.
- *Media annua*: valore medio di una serie di dati misurati, di numerosità e durata sufficiente per stimare il valore atteso di una grandezza.
- *Mozzo* (di un aerogeneratore): elemento che consente di fissare le pale o l'assieme delle pale all'albero del rotore.
- *Navicella*: alloggiamento che contiene la linea di trasmissione meccanica e altri componenti sulla sommità del sostegno di un aerogeneratore ad asse orizzontale.
- *Ostacoli*: ostacoli fissi, come edifici e alberi, nelle vicinanze dell'aerogeneratore che provocano la distorsione di flusso di vento.
- *Parco eolico*: complesso costituito dall'impianto eolico e da tutte le pertinenze ad esso annesse (es. strade di accesso, piazzali, ecc.).
- *Potenza massima (di un aerogeneratore)*: valore più elevato della potenza elettrica netta fornita da un aerogeneratore durante il funzionamento normale;
- *Potenza nominale*: quantità di potenza assegnata, generalmente dal costruttore, per una specifica condizione di funzionamento di un componente, dispositivo o apparecchiatura.
- *Potenza resa netta*: misura della potenza elettrica resa da un aerogeneratore che viene immessa nella rete elettrica.
- *Produzione annua di energia*: valutazione della produzione di energia totale di un aerogeneratore durante il periodo di un anno, ottenuta applicando la curva di potenza misurata a differenti distribuzioni di frequenza della velocità del vento all'altezza del mozzo, presupponendo il 100% di disponibilità.
- *Punto di connessione con la rete*: punto comune tra la centrale eolica e la rete di connessione in cui avviene la separazione funzionale tra gli impianti.
- *Raffica*: aumento temporaneo della velocità del vento che può essere caratterizzato dal suo tempo di salita, dalla sua ampiezza, e dalla sua durata.
- *Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)*: rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999 e successivamente modificata e ampliata.
- *Rete elettrica*: installazioni particolari, sottostazioni, linee o cavi per la trasmissione e la distribuzione di elettricità.
- *Rete rilevante*: insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in AT direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.
- *Sistema di controllo (di un aerogeneratore)*: sottosistema che riceve informazioni sulle condizioni dell'aerogeneratore e/o dell'ambiente circostante e regola l'aerogeneratore in modo da mantenerlo entro i propri limiti di funzionamento.
- *Sopravvento*: nella direzione opposta a quella principale del vento.
- *Sottovento*: nella direzione principale del vento.
- *Stazione di consegna*: stazione elettrica che collega l'impianto del produttore alla rete di connessione al cui interno è individuato il punto di consegna.
- *Terreno complesso*: terreno circostante il sito di prova che presenta variazioni significative nella topografia ed ostacoli che possono provocare una distorsione di flusso.
- *Velocità del vento di inserimento (V_{in})*: velocità minima del vento all'altezza del mozzo a cui l'aerogeneratore inizia a produrre potenza utilizzabile.
- *Velocità del vento di stacco (V_{out})*: velocità massima del vento all'altezza del mozzo a cui l'aerogeneratore è stato progettato per produrre una potenza utilizzabile.



- *Velocità del vento nominale (V_n)*: velocità del vento in corrispondenza della quale l'aerogeneratore raggiunge la potenza nominale.
- *Velocità del vento estrema*: massima velocità media del vento, calcolata su t secondi, che è probabile che si verifichi in uno specificato arco di tempo corrispondente a T anni (periodo di ricorrenza).
- *Velocità media annua del vento*: media della velocità del vento calcolata secondo la definizione della media annua.
- *Velocità media del vento*: media statistica dei valori istantanei della velocità del vento calcolata su un dato periodo di tempo, che può variare da alcuni secondi a molti anni.
- *Windfarm*: vedi parco eolico.

Altri riferimenti bibliografici

- NWCC Siting Subcommittee: "Permitting of Wind Energy Facilities"; 2002.
- enXco, inc. : "Site Permit Application for a Large Wind Energy Conversion System", EQB Docket Number: 02-45-LWECS-enXco; 2002.
- EWEA: "Executive Summary: Wind Energy – The facts"; 2003.
- MANWELL J.F., MCGOWAN J.G., ROGERS A.L. : "Wind Energy Explained", Wiley, ISBN 0- 471- 49972-2, 2002.
- BATTISTI L.: "Energia dal vento in alta quota"; WindEnergy n.2/2004.
- BETTINI, CABULA, CAPRA, DE RISO, ROSNATI: "Valutazione preliminare relativa all'installazione di una centrale eolica (Orune, Italia)".
- HANSEN L.H. et al.: "Conceptual Survey Of Generators And Power Electronics For Wind Turbines"; Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark; ISBN87-550-2743-1; 2001.
- MARTIN O., HANSEN L. : "Aerodynamics of Wind Turbines", James & James Ltd, ISBN 1- 902916- 06-9, 2000.
- BOTTA G., CAVALIERE M., CASALE C.: "Exploitation of Wind Energy: ENEL's first experience at a mountain test site", EUROSUN 1996.
- BATTISTI, L., HANSEN M. O. L., SORAPERRE G.: "Effect of Air Pressure and Temperature on Design and Performance of Wind Turbines", Eolicaexpo Mediterranean, 30 September - 2 October 2004, Rome, Italy.
- Norma Tecnica CEI ENV 61400-1 – Edizione Prima: "Sistemi di generazione a turbina eolica - Parte 1: Prescrizioni di sicurezza"; 1996.
- Norma Tecnica CEI EN 61400-2 – Edizione Prima: "Sistemi di generazione a turbina eolica - Parte 2: Sicurezza degli aerogeneratori di piccola taglia"; 1997.
- Norma Tecnica IEC TR 61400-24 – Edizione Prima: "Wind turbine generator systems - Part 24: Lightning protection"; 2002.
- MANWELL J.F., MCGOWAN J.G., ROGERS A.L. : "Wind Energy Explained", Wiley, ISBN 0- 471- 49972-2, 2002.
- NREL: "WindPACT Turbine Design Scaling Studies Technical Area 3 – Self Erecting Tower and Nacelle Feasibility"; Maggio 2001; NREL/SR-500-29493.
- Rete viaria
- Decreto Legislativo 30 aprile 1992 "Nuovo Codice della Strada".
- EWEA: "LARGE SCALE INTEGRATION OF WIND ENERGY IN THE EUROPEAN POWER SUPPLY: analysis, issues and recommendations", 2005.
- ACKERMANN T: "Wind Power in Power systems", Wiley and Sons, ISBN 0470855088, 2005
- UCTE: "UCTE Position paper. Wind power in the UCTE interconnected system"; 2004
- EWEA: "Wind Energy – The facts"; 2003.
- Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Tech-wise A/S, DM Energy: "Wind Turbine Grid Connection and Interaction", 2001.
- Norma Tecnica CEI EN 61400-21; "Sistemi di generazione a turbina eolica – PARTE 21: Misura e valutazione delle caratteristiche di qualità della potenza elettrica di aerogeneratori collegati alla rete"; 2002.

- Norma Tecnica. CEI 11-32 ed edizioni successive - Edizione Terza: "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di II categoria", 2000.
- Norma Tecnica. CEI 11-20 - ed edizioni successive: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria". 2000.
- Delibera AEEG n. 50/02, "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi", 2002.
- Decreto Legislativo 387/03, Art. 14: "Questioni attinenti il collegamento degli impianti alla rete elettrica", 2003
- Delibera AEEG n. 281/05, "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi", 2005.
- TERNA: "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", ex articolo 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004, Versione positivamente verificata da MAP e AEEG in data 24 maggio 2005.
- ENEL: prescrizioni DK5600 "Criteri di allacciamento di clienti alla rete MT della distribuzione", ed. IV, 2004.
- ENEL: prescrizioni DK5740 "Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di Enel Distribuzione", ed. II – 1/31, 2005.
- GRTN: Guida tecnica N° DRRPX05004 "Criteri generali di connessione delle centrali eoliche alle reti a tensione uguale o superiori a 120 kV", 2005.
- Carlini E. M. : "Ruolo del GRTN", CUDAM - Corso di perfezionamento Post Universitario in Gestione e Controllo dell'Ambiente 11ª edizione – a.a 2004-2005 – ENERGIA EOLICA: aspetti normativi, tecnologici e ambientali.
- Tortora F. : "L'allacciamento alla rete", CUDAM - Corso di perfezionamento Post Universitario in Gestione e Controllo dell'Ambiente 11ª edizione – a.a 2004-2005 – ENERGIA EOLICA: aspetti normativi, tecnologici e ambientali.
- Sesto E., Paoli P. : "Sistemi di generazione a turbina eolica – normativa tecnica", CUDAM - Corso di perfezionamento Post Universitario in Gestione e Controllo dell'Ambiente 11ª edizione – a.a 2004-2005 – ENERGIA EOLICA: aspetti normativi, tecnologici e ambientali.
- Discardi - Enel Distribuzione Triveneto: "Criteri di connessione dei produttori alla rete di Enel Distribuzione", Convegno ASPE Maggio 2005 - Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili: opportunità e problemi della piccola generazione distribuita.
- Cretti O. - Alto Adige Servizi: "Allacciamenti alla rete di distribuzione: possibilità e prescrizioni per i produttori", Convegno ASPE Maggio 2005 - Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili: opportunità e problemi della piccola generazione distribuita.
- Expert Group Study of recommended practices for wind turbine testing and evaluation: "5.Electromagnetic interference"; ERA Technology Ltd., 1986.
- AWEA, AUSTRALIAN GREENHOUSE OFFICE: "The electromagnetic compatibility and electromagnetic field implications for wind farming in Australia"; 2004.
- NORMA TECNICA CEI CLC/TR 50373; "Aerogeneratori – Compatibilità elettromagnetica"; 2005.
- NORMA TECNICA CEI EN 61400-11; "Sistemi di generazione a turbina eolica – PARTE11: Tecniche di misura del rumore acustico"; 2004.
- WAGNER S., BAREIB R., GUIDATI G. : "Wind turbine noise", Springer, Berlino, 1996.
- SILVESTRINI G. , GAMBERALE M. : "Eolico: paesaggio e ambiente", Franco Muzzio Editore, ISBN 88-7413-103-8; 2004.

- REGIONE TOSCANA: "Linee guida per la valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici"; 2004.
- REGIONE PUGLIA: "Linee guida per la realizzazione di impianti eolici nella regione Puglia"; 2004.
- COMUNE DI APRICENA: "Regolamento comunale per una realizzazione ecosostenibile degli impianti ad energia eolica nel territorio di Apricena", bozza di lavoro Aprile 2004.
- CENTRO ORNITOLOGICO TOSCANO: "Indagine bibliografica sull'impatto dei parchi eolici sull'avifauna"; Luglio 2002.
- COUNCIL OF EUROPE: "Windfarms and birds: an analysis of the effect of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues"; Secretariat memorandum prepared by the Directorate of Culture and of Cultural and Natural Heritage; T-PVS/Inf (2002) 30 revised, 2002.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION: "A Roadmap for PIER Research on Avian Collisions with Wind Turbines in California"; Dicembre 2002.
- NREL: "Bird Risk Behaviors and Fatalities at the Altamont Pass Wind Resource Area"; NREL/SR-500-33829; Dicembre 2003.
- NWCC: "Studying wind energy/bird interactions: a guidance document"; Dicembre 1999.
- NWCC: "Avian Collisions with Wind Turbines: A Summary of Existing Studies and Comparisons to Other Sources of Avian Collision Mortality in the United States"; Agosto 2001.
- CONVENTION ON THE CONSERVATION OF EUROPEAN WILDLIFE AND NATURAL HABITATS: "Windfarms and Birds: an analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues"; T-PVS/Inf (2002) 30 revised; Strasbourg, 2-5 December 2002.
- Norma Tecnica CEI EN 50308 – Edizione Prima: "Aerogeneratori – Misure di protezione – Prescrizioni di progetto, esercizio e manutenzione"; 2005.
- EWEA: "Wind Energy - The fact - Environment".



Riferimenti World Wide Web

Generali

<http://www.anev.org/>

<http://www.aper.it/>

<http://www.awea.org/>

<http://www.bwea.com/>

<http://www.canwea.ca/en/>

<http://www.dewi.de/>

<http://www.ecn.nl/en/wind>

<http://www.ewea.org/>

<http://www.espace-eolien.fr/>

<http://www.nationalwind.org/>

<http://www.natwindpower.co.uk/homepage/index.asp>

<http://www.nrel.gov/>

www.swisse-eole.ch

<http://www.sandia.gov/wind/>

<http://www.suivi-eolien.com/anglais/default.asp>

<http://www.windenergy.foi.se/>

<http://www.windpower.org/>

Aspetti tecnologici, logistici, infrastrutturali e ambientali

<http://virtual.vtt.fi/virtual/arcticwind/publications.htm>

http://www.demag24.de/r_de/products/

<http://www.felbermayr.at/>

<http://www.goldhofer.com>

http://www.iveco-italia.com/cgi-bin/iveco.dll/IVECO_ITALIA/home.jsp?BV_UseBVCookie=no

<http://www.lampsoncrane.com/>

<http://www.kobelco-cranes.com/english/products/hydraulic.html>

http://www.liebherr.com/lh/en/default_lh.asp

<http://www.manitowoccranegroup.com/Home/EN/Home.asp>

Università degli Studi di Trento

Polo di Mesiano

via Mesiano, 77 – 38123 Trento (Italy)

www.unitn.it



<http://www.scania.it/>

http://www.volvo.com/trucks/vtc_global_splash.htm

<http://www.terna.it/ita/index.asp>

<http://www.grtn.it/ita/index.asp>

http://www.nrel.gov/wind/avian_lit.html

http://www.eere.energy.gov/RE/wind_environment.html

http://www.awea.org/faq/tutorial/wwt_environment.html

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Esempio di calcolo della mappa di probabilità di impatto sul suolo di frammenti di ghiaccio dello spessore di 1 cm (fonte: L. Battisti, Wind Turbines in COLD Climates, Ed. Springer Verlag, 2015).	15
Figura 2 - Schema dei fattori ambientali di sito e funzionali delle turbine ed il loro effetto sui principali fattori di impianto Fonte L. BATTISTI, AGIOVANNELLI, "Wind Turbine Installations for high Elevations" ASME ESDA 2006 - 8th Biennial ASME Conference on Engineering Systems Design and Analysis, Torino 4-7 luglio 2006.....	16
Figura 3 - Dipendenza della densità dell'aria dalla quota altimetrica del sito per differenti condizioni di atmosfera.	17
Figura 4 - Definizione di terreno complesso e linee guida.	20
Figura 5 - Erezione con "gin pole" di un aerogeneratore da 20 kW (fonte: Westwind)... ..	23
Figura 6 - Fasi di sollevamento (foto a sinistra) e montaggio del segmento di base della torre (foto a destra)	24
Figura 7 - Montaggio della navicella	24
Figura 8 - Sollevamento del rotore secondo le modalità del punto 1.....	25
Figura 9 - Montaggio del rotore secondo le modalità del punto 2	25
Figura 10 - Schema di assemblaggio di una gru a traliccio.....	27
Figura 11 - Esempio di intervento temporaneo sulla strada di accesso al sito per consentire il transito in sicurezza dei mezzi di trasporto (fonte: tauernwind).....	31
Figura 12 - Schema di deviazione e curva del tracciato stradale con indicati gli spazi di manovra necessari per il transito dei veicoli che trasportano i componenti di aerogeneratori compresi tra gli 800 ed i 2000 kW (fonte: Enercon A/G).	33
Figura 13 - Reticolo della Rete di Trasmissione Nazionale AT 220- kV dell'Alto Adige (fonte Terna).	38
Figura 14 - Esempio di calcolo del "shadow flicker" nelle vicinanze di un aerogeneratore; A e B sono delle abitazioni.	52
Figura 15 - Segnalatore di sicurezza luminoso ed acustico posto all'esterno dell'aerogeneratore.	55

Figura 16 - Segnalazione di pericolo per il rischio di distacco di frammenti di ghiaccio dall'aerogeneratore.	55
Figura 17 - Dotazioni di sicurezza all'interno della torre dell'aerogeneratore.	55
Figura 18 - Intervento di conservazione del manto erboso originario.	61
Figura 19 - Intervento di ripristino del manto erboso originario.	61
Figura 20 - Animali al pascolo nei pressi di una centrale eolica in un sito alpino.	61
Figura 21 - Immagine virtuale di un paesaggio con impianto eolico (fonte: regione Toscana).	68
Figura 22 - Fotoinserimento di torri eoliche a traliccio nel Parco dell'Uccellina (fonte: regione Toscana).	68
Figura 23 - Il processo di certificazione.	77
Figura 24 - Il concetto di riduzione del potenziale di una risorsa	89
Figura 25 - schema dei principali fattori che intervengono a vari livelli nella determinazione dell'AEP (Annual Energy Production) atteso.	102
Figura 26 - esempio di modificazione della curva di potenza (curva normalizzata) per una turbina controllata al passo installata a una quota di 1050 m s.l.m.	105
Figura 27 - valori delle produzioni attese P50, P75 e P90 per un impianto eolico.	106
Figura 28 - schema del processo di determinazione dell'AEP netto.	107
Figura 29 - Indice RIX saturato a 0,3 le aree entro i limiti di affidabilità di NEWA sono in blu.	110
Figura 30 - Confronto NEWA (scala di grigi) e AEOLIAN (quadrati rosa) (> 6m/s).	111
Figura 31 - Confronto coefficiente di forma k di Weibull AEOLIAN NEWA per tutto il territorio della provincia di Bolzano.	112
Figura 32 - Confronto della distribuzione della densità di potenza [W/m ²] AEOLIAN - NEWA per tutto il territorio della provincia di Bolzano	112
Figura 33 - Schema generale del modello.	114
Figura 34 - Applicazione dei vincoli orografici non negoziabili da 1 a 9 (Tabella 17), colorata rispetto alla velocità del vento.	117
Figura 35 - aree non escluse dall'applicazione dei vincoli orografici non negoziabili (1-14), colorata rispetto alla velocità del vento.	118

Figura 36 - Rapporto tra densità locale e densità a livello del mare in funzione della quota.	120
Figura 37 - Aree con pendenza < 10%.	122
Figura 38 - Accessibilità del territorio alle connessioni stradali adeguate allo scopo....	123
Figura 39 - Accessibilità del territorio a reti a media e alta tensione.....	125
Figura 40 – Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli non negoziabili e con pendenza inferiore al 10%.....	130
Figura 41 - Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli dei vincoli non negoziabili, con pendenza inferiore al 10% e quota inferiore ai 1600 metri.	131
Figura 42 - Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli dei vincoli non negoziabili, con pendenza inferiore al 10%, quota inferiore ai 1600 metri e utilizzo del suolo non esclusivo.	132
Figura 43 - Aree compatibili con l'applicazione dei vincoli dei vincoli non negoziabili, con pendenza inferiore al 10% e quota inferiore ai 2600 metri.	133
Figura 44 - Possibili siti identificati nello scenario 3.	134
Figura 45 – Possibili siti identificati nello scenario 4. Le nuove aree rispetto al caso 3) sono indicate in blu.....	135
Figura 46 – Aree rilevanti individuate negli scenari 3 e 4 (quadrati rossi) con strade provinciali ed extraurbane (blu) e connessioni alla rete elettrica (verde).	136
Figura 47 - Distribuzione della velocità del vento a Malser Haide	142
Figura 48 - distribuzione della velocità del vento a St. Valentin	142
Figura 49 - Rosa dei venti a Malser Haide	142
Figura 50 - Rosa dei venti a St. Valentin	142
Figura 51 - Distribuzione dell'energia per settore di direzione a Malser Heide	143
Figura 52 - Distribuzione dell'energia per settore di direzione a St. Valentin	143
Figura 53 - Distribuzione annuale delle velocità – Malser Heide	143
Figura 54 - Distribuzione annuale delle velocità – St. Valentin	143
Figura 55 – Vincoli esistenti, in bianco le zone non adatte: a) quota a 1600 m, b) vincoli non negoziabili, c) risorsa 5 m/s (AEOLIAN), d) quota e risorsa ed e) quota, risorsa e pendenze.	144

Figura 56 - Zona 1 con evidenza delle piccole aree risultato dell'applicazione dei vincoli.	145
Figura 57 - Zona 2: aree compatibili con collegamenti viari, fiumi e centri abitati.	146
Figura 58 - AEOLIAN, Velocità media del vento a 50m dal suolo	147
Figura 59 - Vincolo quota 1600m, in sfondo bianco le aree escluse	147
Figura 60 - Distribuzione della velocità del vento stazione di Fennberg	148
Figura 61 - rosa dei venti a Fennberg	149
Figura 62 - Energia disponibile per settore di direzione a Fennberg	149
Figura 63 - velocità media mensile a Fennberg	149
Figura 64 - Profilo diurno della velocità del vento a Fennberg	149
Figura 65 - Vincoli non negoziabili, in sfondo bianco le aree escluse	150
Figura 66 - Vincolo pendenze 10%, in sfondo bianco le aree escluse	150
Figura 67 - Area residua applicando i vincoli: Aelolian > 5 [m/s], quota 1600m, non negoziabili, pendenza < 10%	151
Figura 68 - Specifiche delle esclusioni dovute ai vincoli non negoziabili	152
Figura 69 - Evidenza delle infrastrutture e posizione della stazione meteo di Fennberg	152
Figura 70 - aree individuate da Aeolian con vento maggiore di 5 [m/s] per la Zona 4.	154
Figura 71 - Rosa dei venti – dati di reanalisi da Aeolian 50m	155
Figura 72 - distribuzione dell'energia disponibile per settore di direzione Aeolian 50m	155
Figura 73 - distribuzione della velocità del vento e curve di densità di probabilità (Weibull) ottenute dalla stima dei parametri	155
Figura 74 - profilo giornaliero della velocità (azzurro) e della direzione (verde) del vento	156
Figura 75 - Velocità media mensile	156
Figura 76 - Quota, le curve di livello identificano la piccola area esclusa per il vincolo quota 1600 m.s.m.	157
Figura 77 - Su sfondo bianco le aree scartate per vincoli non negoziabili	157
Figura 78 - area residua (in nero) con l'applicazione di tutti i vincoli	157
Figura 79 - Area residua dopo l'applicazione dei vincoli ed infrastrutture	158
Figura 80 - Uso del suolo, l'area individuata è definita "boschi misti"	159

Figura 81 - Area con velocità del vento superiore a 5 m/s (Atlante Aeolian), in evidenza le zone abitate	160
Figura 82 - Su sfondo bianco le zone escluse per quota superiore a 1600 m.s.m.	160
Figura 83 - Rosa dei venti da Aeolian.....	161
Figura 84 - distribuzione dell'energia per settore di direzione	161
Figura 85 - Distribuzione della velocità del vento per classi di velocità e curve di Weibull (Stima dei parametri della distribuzione con vari metodi).....	161
Figura 86 - Profilo giornaliero della velocità del vento e della direzione	162
Figura 87 - velocità media mensile	162
Figura 88 - Su sfondo bianco le aree escluse per vincoli non negoziabili	163
Figura 89 - Su sfondo bianco le zone escluse per vento inferiore a 5 m/s, quota > di 1600 m.s.m., vincoli non negoziabili, in evidenza le zone abitate	163
Figura 90 - Di colore nero le aree rimanenti applicando, oltre ai vincoli anche il vincolo pendenza al 10%, in evidenza i centri abitati	163
Figura 91 - Infrastrutture stradali (da autostrade a strade comunali), line elettriche di alta e media tensione, cabine primarie	163
Figura 92 - infrastrutture con l'aggiunta delle strade forestali	164
Figura 93 - Copertura del suolo	164
Figura 94 - Area di Sattelberg, utilizzo del suolo e curve di isolivello.	166
Figura 95 - Area di rispetto di un parco eolico	168

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Classificazione del mercato delle mini turbine eoliche.	11
Tabella 2 - Calcolo delle dimensioni richieste per l'area di assemblaggio delle turbine. .	28
Tabella 3 - Caratteristiche della strada di accesso richieste dai costruttori di aerogeneratori di diversa taglia di potenza.....	31
Tabella 4 - Indicazioni di carattere generale circa i limiti di potenza da generazione distribuita allacciabile alla rete (fonte:EWEA).	36

Tabella 5 - Schemi esemplificativi di collegamento alla rete elettrica.....	40
Tabella 6 - Emissioni medie dirette da impianti di produzione di energia elettrica a carbone, gas ed eolico (fonte: Wind Energy Explained).....	42
Tabella 7 - Livelli sonori generati da differenti sorgenti di rumore.....	44
Tabella 8 - Fattori di studio delle emissioni sonore degli aerogeneratori.....	45
Tabella 9 - Collisione con aerogeneratori: dati reali e stime.....	63
Tabella 10 - confronto LCOE principali fonti di generazione (2024).....	98
Tabella 11 - principali costi delle tecnologie rinnovabili (2023).	99
Tabella 12 - valori indicativi dei principali fattori di correzione del lavoro elettrico annuo (AEP) dovuti all'impianto.....	104
Tabella 13 - valori indicativi dei principali fattori di correzione per la produzione annua del lavoro elettrico annuo (AEP).	105
Tabella 14 - dati identificativi della stazione meteorologica selezionata con la velocità media fornita dal committente.....	113
Tabella 15 - valori forniti dai data base NEWA e AEOLIAN per la cella contenente le coordinate della stazione meteo.....	113
Tabella 16 - Lista dei vincoli non negoziabili applicati e percentuale di suolo occupata.	116
Tabella 17 – sequenza di vincoli orografici non negoziabili applicati.....	117
Tabella 18 - Categorie di utilizzo del suolo considerate.....	127
Tabella 19 – Coordinate stazioni meteorologiche.....	141
Tabella 20 - Dati e parametri principali delle stazioni.....	141
Tabella 21 - Informazioni Stazione Meteorologica.....	147
Tabella 22 - Dati e parametri principali della stazione.....	148
Tabella 23 - Riassunto dell'analisi delle aree di interesse.....	167
Tabella 24 - caratteristiche della turbina LTW80.....	169
Tabella 25 - AEP per i diversi siti.....	170