

AUTORIZZAZIONE UNICA EX D. LGS. N. 387/2003



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO MONTI ALÀ DEI SARDI

Titolo elaborato:

ANALISI INTERVISIBILITA'

CG	GD	GD	EMISSIONE	12/05/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



PONENTE PRIME S.R.L.

VIA A. DE GASPERI N. 8
74023 GROTTAGLIE (TA)

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.

VIA A. DE GASPERI N. 8
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice
MASA136

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 39

Sommario

1. PREMESSA	3
2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	3
2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	6
2.2. Viabilità e piazzole	7
2.3. Descrizione opere elettriche	9
2.3.1 Aerogeneratori	9
2.3.2 Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)	10
2.3.3 Linee elettriche di collegamento MT	13
2.3.4 Linea AT di collegamento alla RTN	17
2.3.5 Stallo arrivo produttore	18
3. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PARCO EOLICO	20
4. INTERVISIBILITÀ	22
5. CONCLUSIONI	27
6. ALLEGATO 1: ZVI – CUMULATIVE IMPACT ZVI SUMMARY	28
7. ALLEGATO 2: ZVI – STANDARD ZVI SUMMERY	34

1. PREMESSA

Lo studio di intervisibilità è stato redatto con l'obiettivo di verificare la compatibilità progettuale del Parco Eolico Monti Alà dei Sardi, nella Provincia di Sassari in Sardegna, con gli aspetti paesaggistici rilevanti dell'area interessata dal progetto.

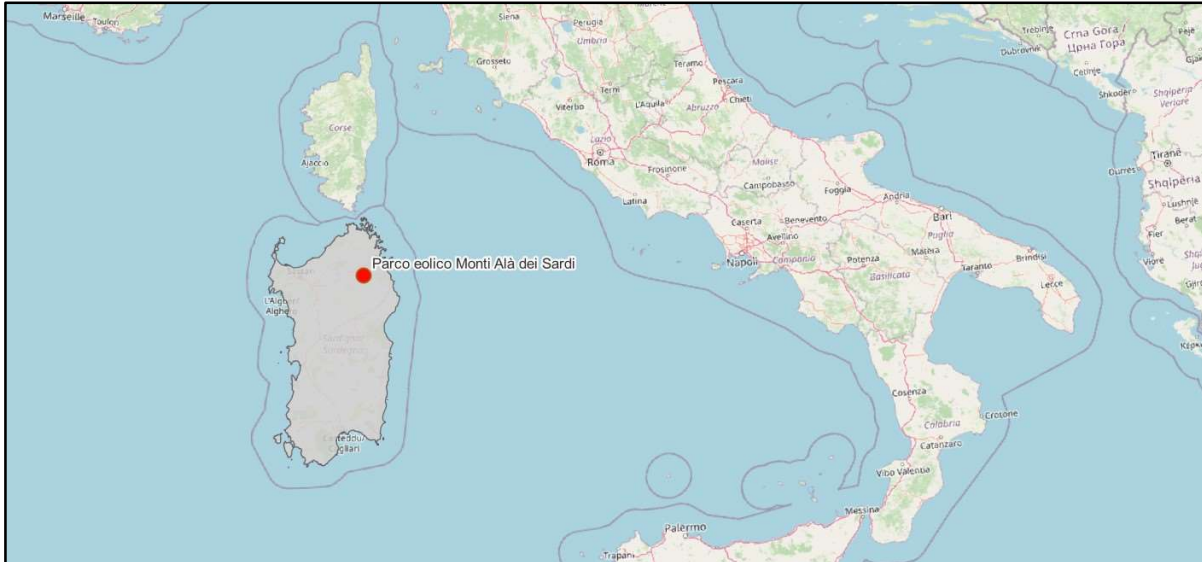


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Monti Alà dei Sardi

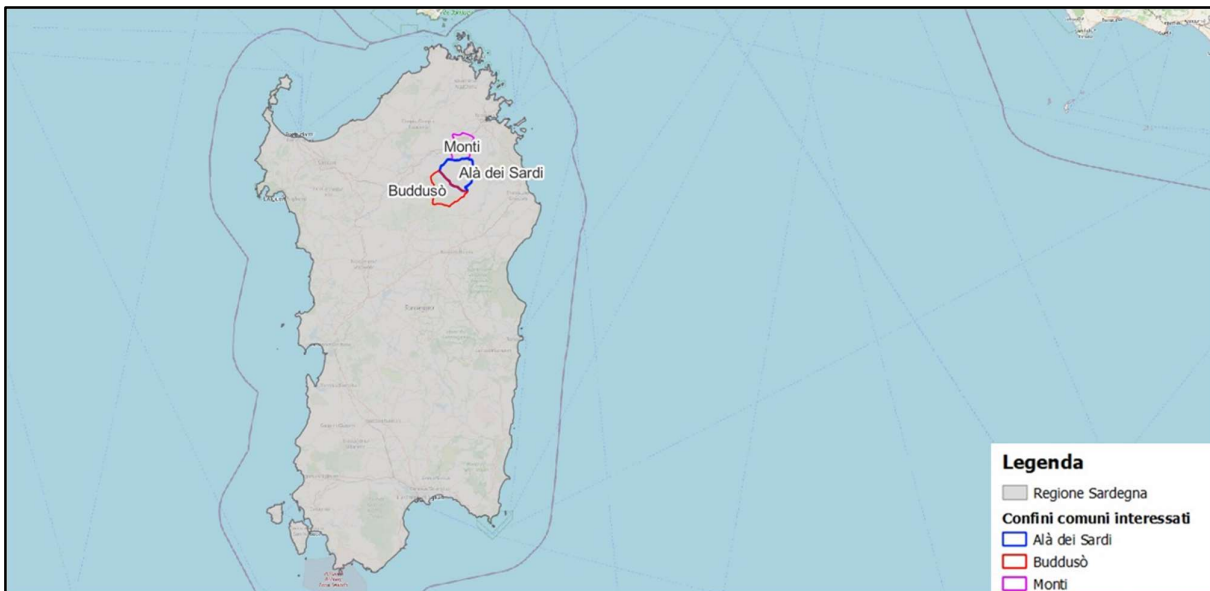


Figura 1.2: Localizzazione Parco Eolico Monti Alà dei Sardi con individuazione dei Comuni interessati

2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

L'impianto eolico presenta una potenza totale pari a 86,4 MW ed è costituito da 12 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MW (modello Vestas V172 con altezza torre pari a 114 m e rotore pari a 172 m). L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Monti (SS), ove ricadano 7 aerogeneratori, il Comune di Alà dei Sardi (SS), ove ricadono 5 aerogeneratori e la Stazione Elettrica Utente (SEU) di

trasformazione 150/33 kV, e il Comune di Buddusò (SS), dove ricade la Stazione Elettrica (SE) RTN Terna 150 kV “Buddusò” (**Figura 2.1**).

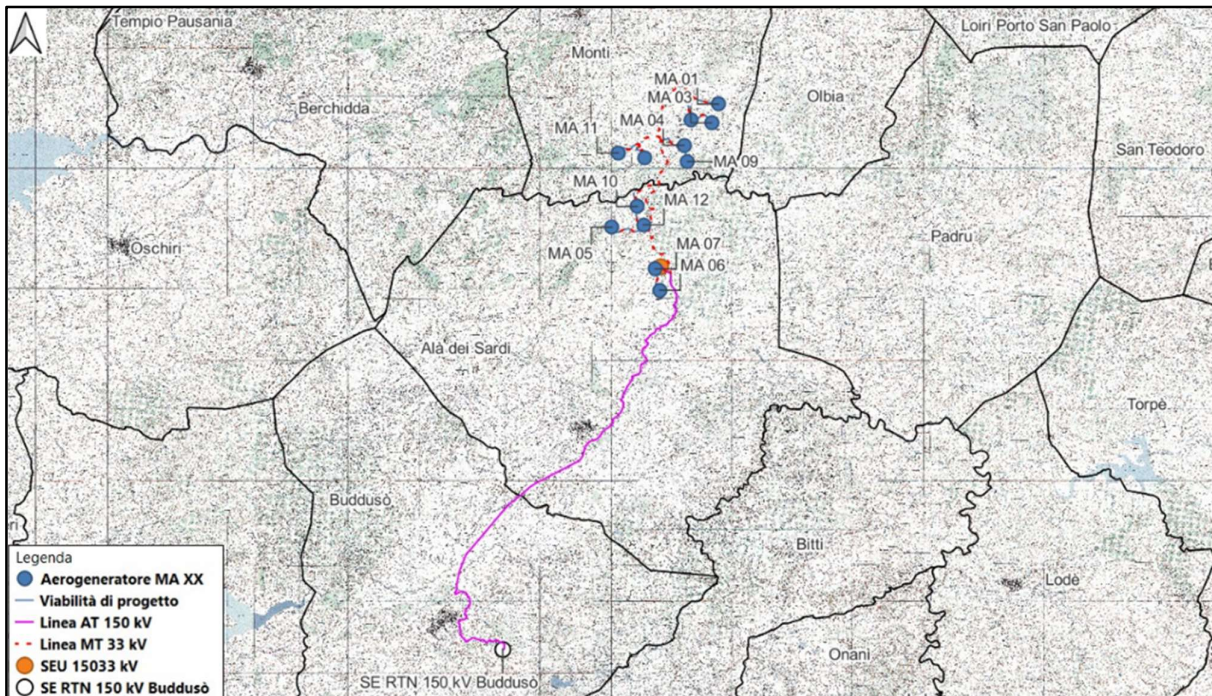


Figura 2.1: Inquadramento territoriale dell’impianto eolico Monti Alà dei Sardi su IGM con i limiti amministrativi dei comuni interessati

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione C.P. 202102876) prevede che l’impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata “Buddusò” (**Figura 2.2**) da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Ozieri – Siniscola 2” (di cui al Piano di Sviluppo Terna), previa:

- realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò (di cui al Piano di Sviluppo Terna);
- potenziamento/rifacimento della linea 150 kV “Chilivani – Buddusò – Siniscola 2” con caratteristiche almeno equivalenti a quelle di una linea con conduttori AA da 585 mm².

Il progetto prevede che la SEU (Sottostazione Elettrica Utente) 150/33 kV venga collegata alla suddetta SE RTN mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza complessiva di circa 26.5 km. Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 33 kV, allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell’impianto. Tale sistema verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

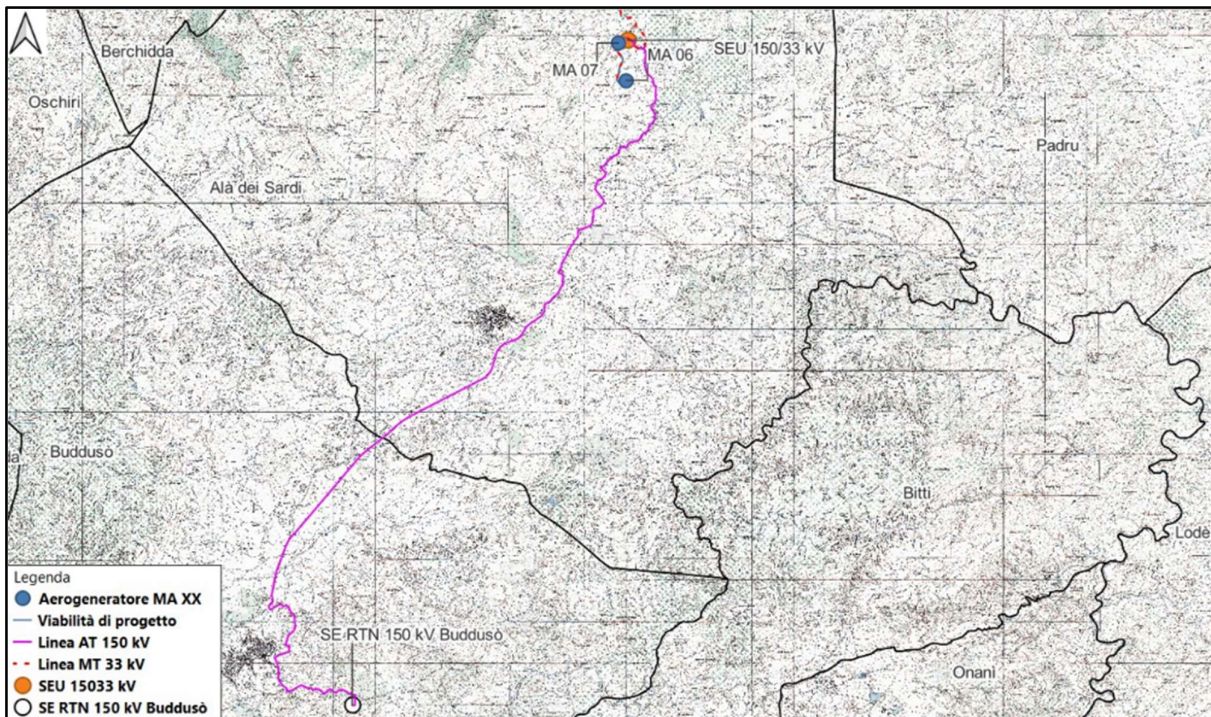


Figura 2.2: Soluzione di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 150 kV Buddusò (futura realizzazione)

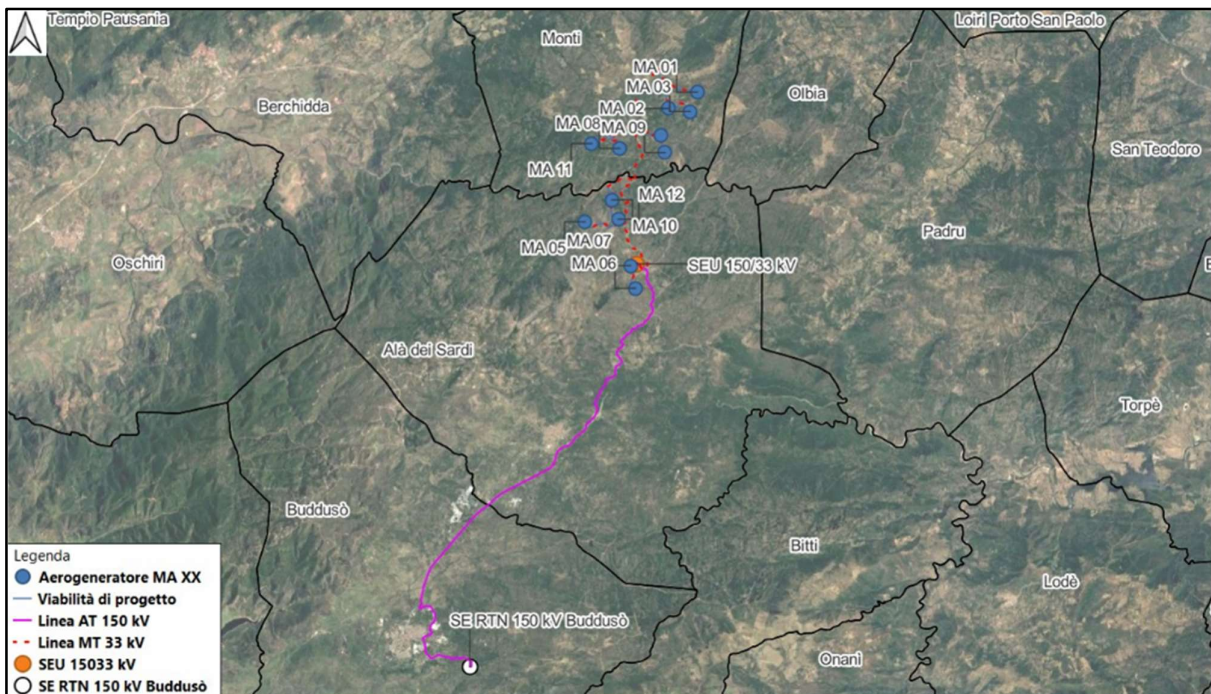


Figura 2.3: Inquadramento territoriale dell'impianto eolico Monti Alà dei Sardi su ortofoto con i limiti amministrativi dei comuni interessati

L'area di progetto (**Figura 2.4**) si raggiunge partendo dal Porto di Oristano, attraversando poi la SS131, SS129, SP17, SP33, SP33, SS129, SP84, SP7, SS389 e un sistema di viabilità esistente, opportunamente adeguato e migliorato per il transito dei mezzi eccezionali, da utilizzare per consegnare in sito i

componenti degli aerogeneratori e da cui si dirameranno nuovi tratti di viabilità necessari per la costruzione e la manutenzione dell'impianto eolico.



Figura 2.4: Viabilità di accesso al sito dal Porto Industriale di Oristano su immagine satellitare

2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Per il presente progetto una delle possibili macchine che potrebbe essere installata è il modello **Vestas V172**, di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza torre all'hub pari a 114 m e diametro del rotore pari a 172 m (**Figura 2.1.1**).

Oltre ai componenti sopra elencati, un sistema di controllo esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale e il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore, a passo variabile, è in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 172 m, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

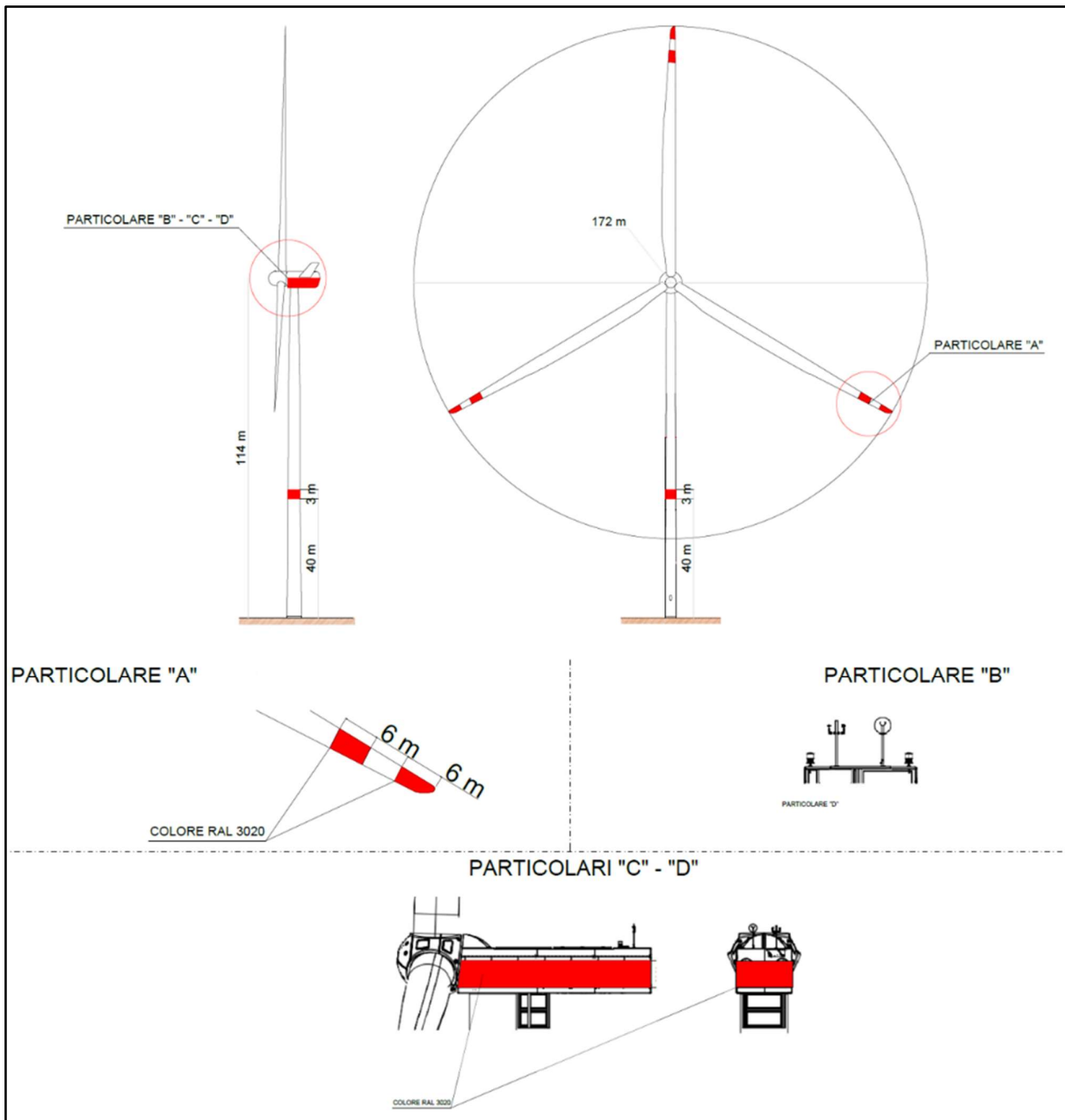


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore V172 – 7,2 MW – HH= 114 m – D=172 m

2.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale e interpoderali che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nei casi in cui tale approccio non è stato applicabile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 2.2.1** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.

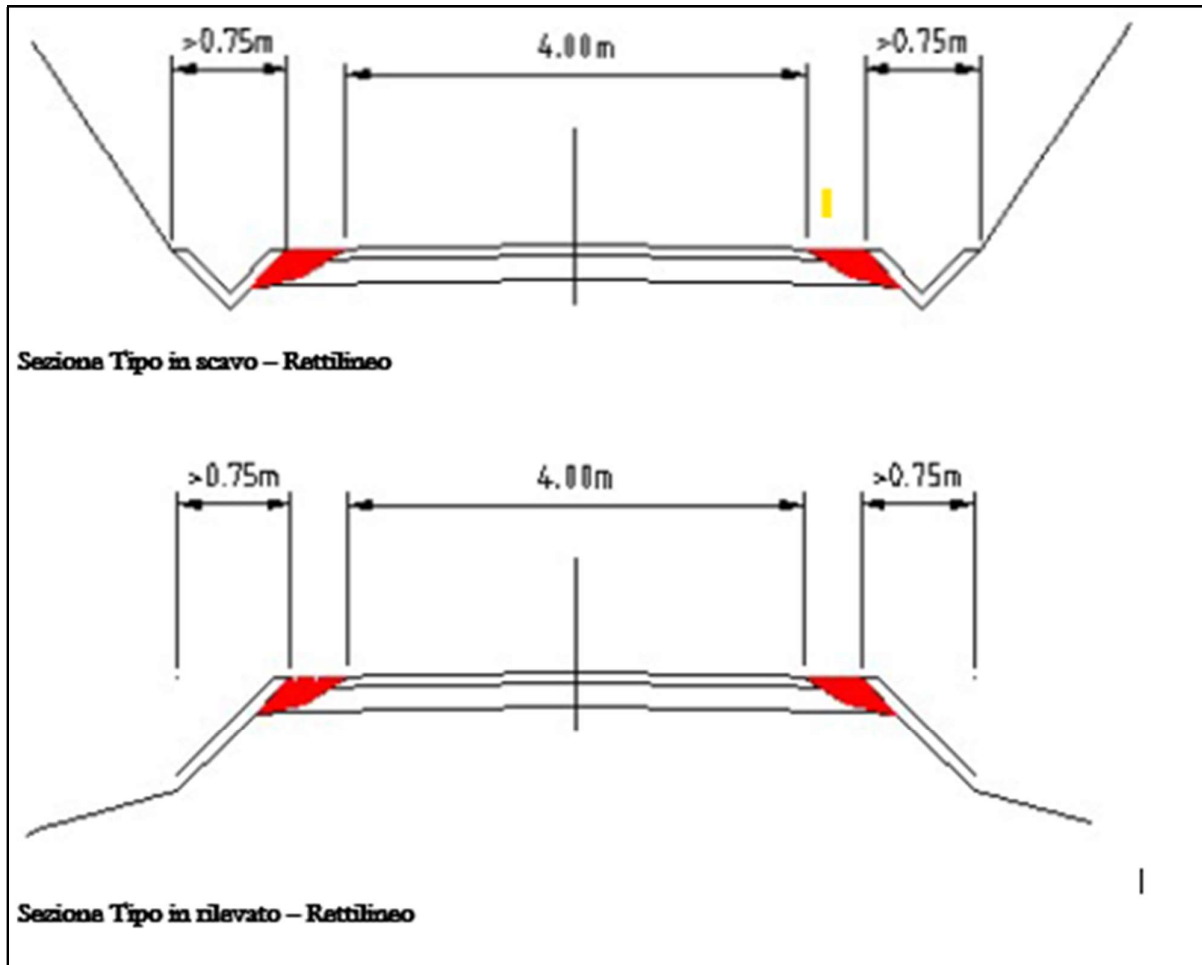


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di ripristino parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

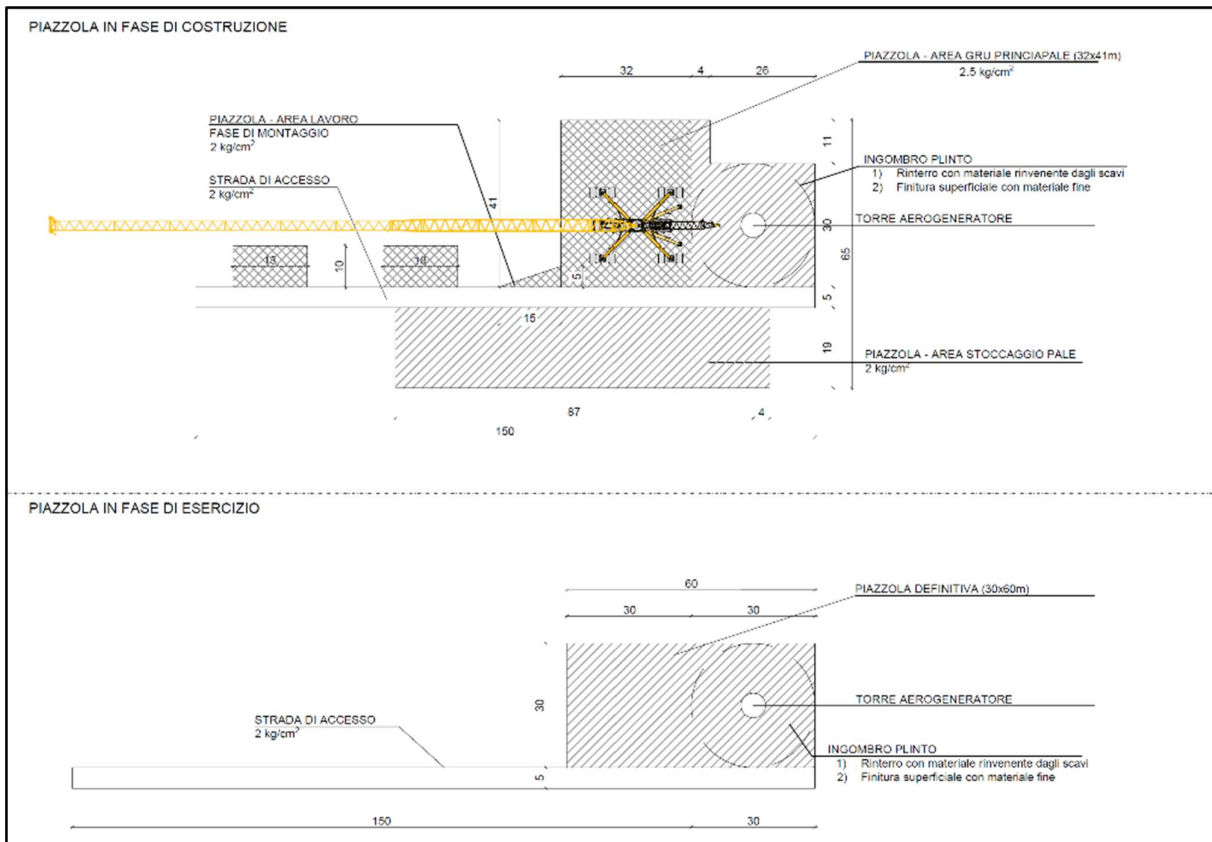


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di costruzione e la fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1 Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori dotati di generatori asincroni trifase, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, e strutturalmente ed elettricamente indipendenti dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla sottostazione tramite un cavidotto interrato. Nella stessa sottostazione sarà ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (SCADA) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore MT-BT (0,69/33 kV);
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari e il quadro di controllo locale.

2.3.2 Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)

Il progetto prevede un collegamento tra la Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV, nel Comune di Alà dei Sardi, e la Stazione Elettrica della RTN Terna, nel Comune di Buddusò, attraverso un cavo AT a 150 kV interrato.

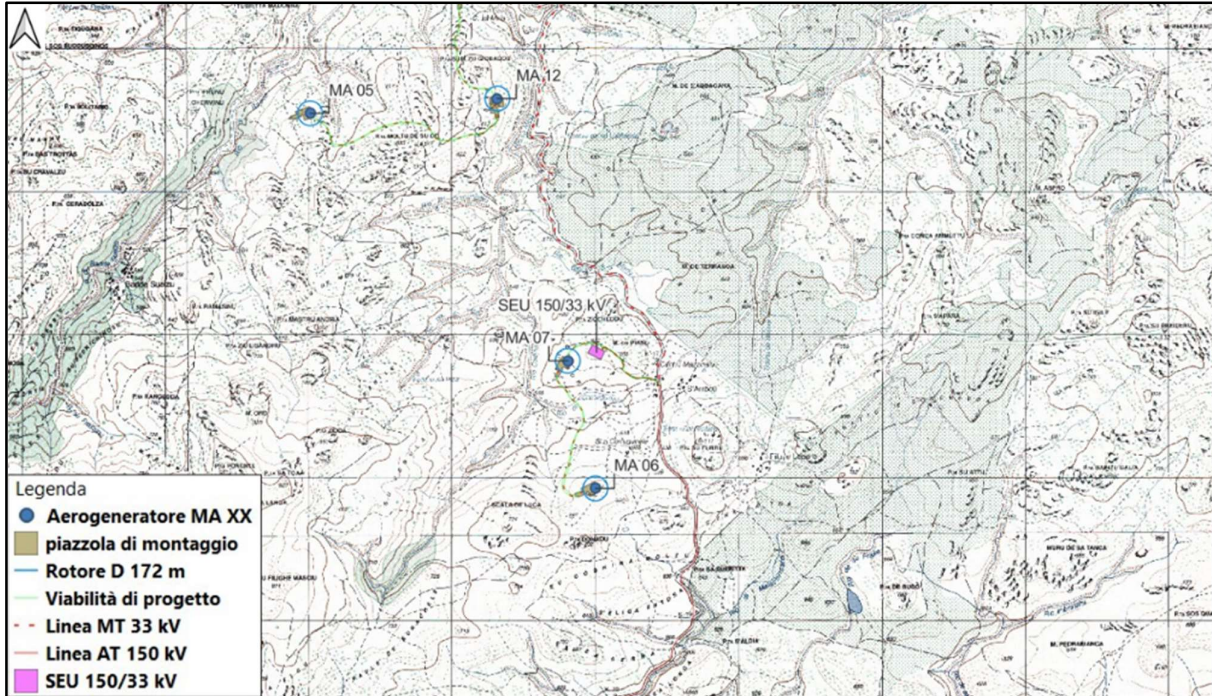


Figura 2.3.2.1: Localizzazione della SEU 150/33 kV su IGM



Figura 2.3.2.2: Localizzazione della SEU 150/33 kV su ortofoto

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV (**Figura 2.3.2.3**).

Presso la SEU verrà realizzato un nuovo impianto AT di utente così composto:

- 1 trasformatore da 150/33 kV di potenza 110 MVA ONAN/ONAF;
- interruttori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari;
- planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

Le caratteristiche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "MAOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente".

La sezione MT e BT è costituita da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 33/0,4 kV 200 kVA MT/BT;
- quadri MT a 33 kV;
- sistema di protezione AT, MT, BT;
- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 33 kV comprendono:

- scomparti di sezionamento linee di campo;
- scomparto trasformatore ausiliario;
- scomparto di misura;
- scomparto Shunt Reactor;
- scomparto Bank Capacitor.

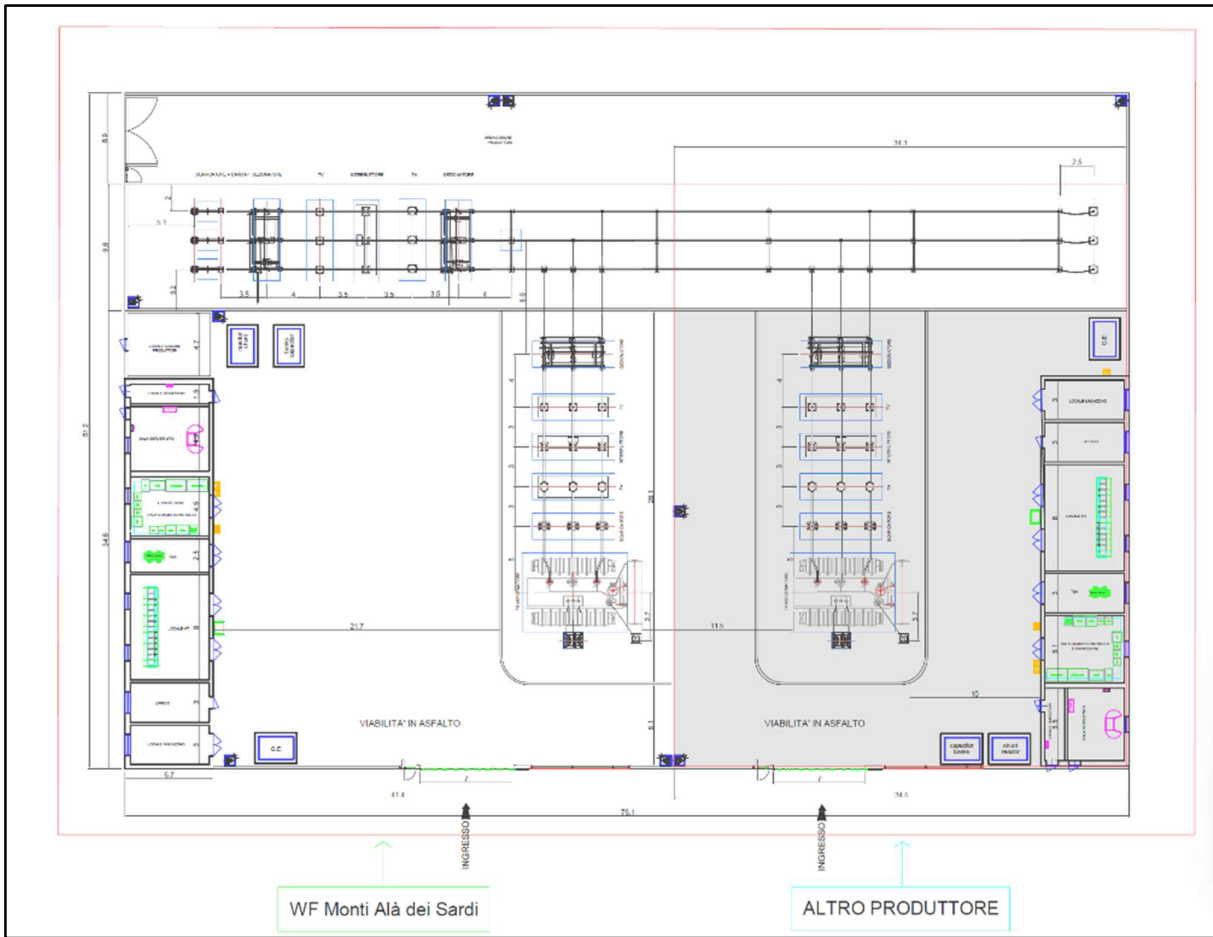


Figura 2.3.2.3: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 150/33 kV

Presso la Sottostazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di 34,6 x 6,7 m², all'interno del quale siano ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi.

L'intera area è delimitata da una recinzione perimetrale, realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m, ed è dotata di ingresso pedonale e carrabile (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MAOE083 Sottostazione elettrica utente - piante, prospetti e sezioni").

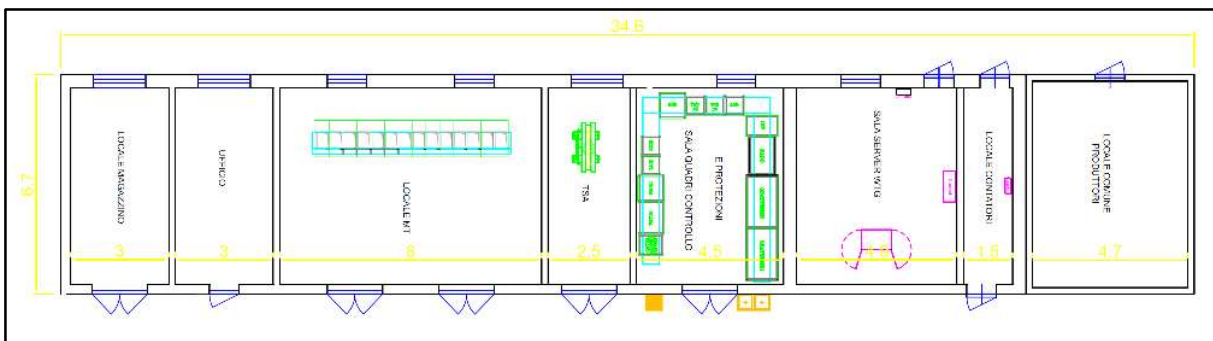


Figura 2.3.2.4: Pianta edificio di controllo SEU 150/33 kV

2.3.3 Linee elettriche di collegamento MT

L'impianto "Parco Eolico Monti Alà dei Sardi" è caratterizzato da una potenza complessiva di 86.4 MW ottenuta da 12 aerogeneratori di potenza di 7,2 MWp ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi in Media Tensione a 33 kV in modo da formare 5 sottocampi (Circuiti A, B, C, D ed E) da 2 o 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti è associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza, come esplicitato dalla seguente tabella:

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	MA01 – MA08	14,40
CIRCUITO B	MA03 – MA02	14,40
CIRCUITO C	MA 09 – MA 04	14,40
CIRCUITO D	MA05 – MA10 – MA12	21,60
CIRCUITO E	MA11 – MA07 – MA06	21,60

Tabella 2.3.3.1: Distribuzione linee a 33 kV

Gli aerogeneratori sono stati collegati elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione e perdite di potenza e l'ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale è indicato la sezione e la lunghezza dei cavi di ogni tratto di linea adoperato, è riportato nel documento "MAOE071 Schema Blocchi impianto utente".

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci o in smistamento e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV.

I cavi utilizzati sia per i collegamenti interni ai singoli circuiti che i collegamenti di ogni circuito alla suddetta stazione sono del tipo standard in alluminio con schermatura elettrica e protezione meccanica integrata.

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™ (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

Come anticipato, per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa e meccanicamente protetto.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano del suolo su un sottofondo di sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,20 m.

Le figure seguenti, nelle quali le misure sono espresse in mm, mostrano la modalità di posa; maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "MAOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente".

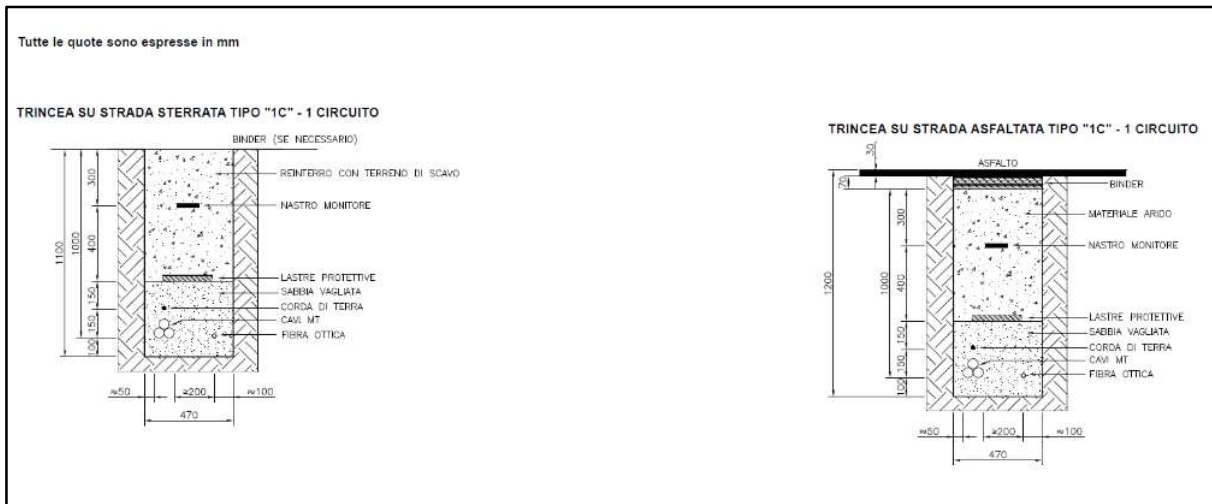


Figura 2.3.3.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asphaltata

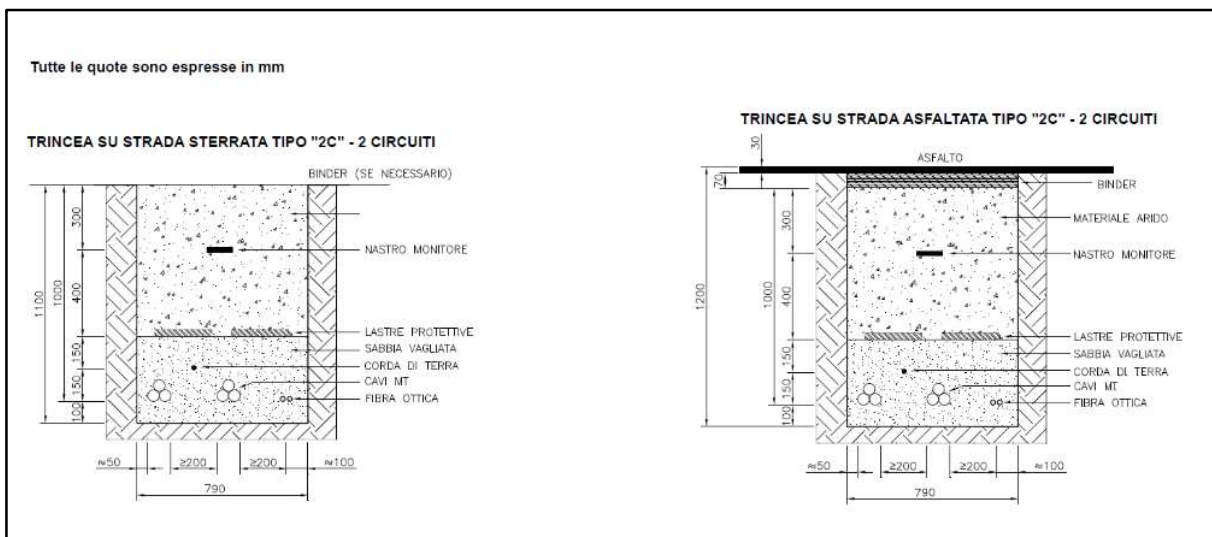


Figura 2.3.3.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asphaltata

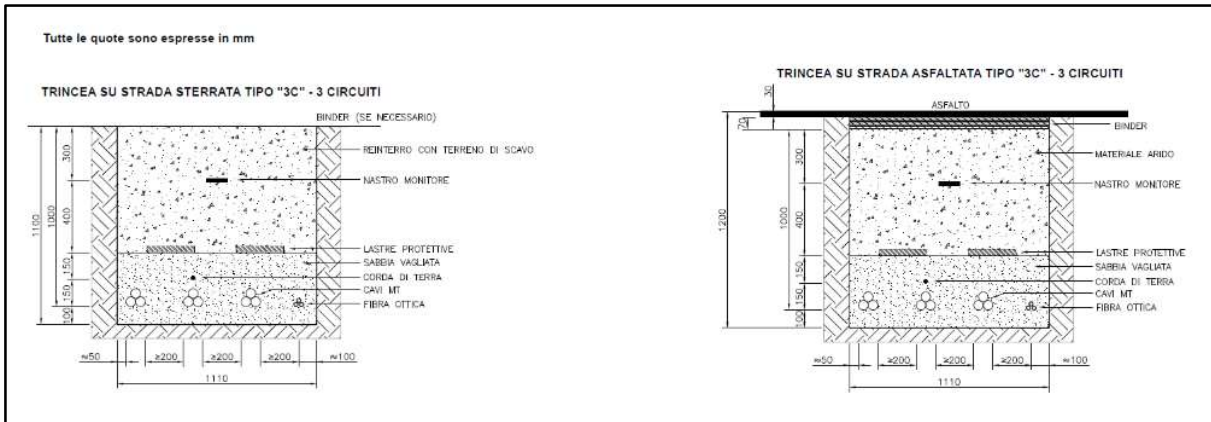


Figura 2.3.3.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

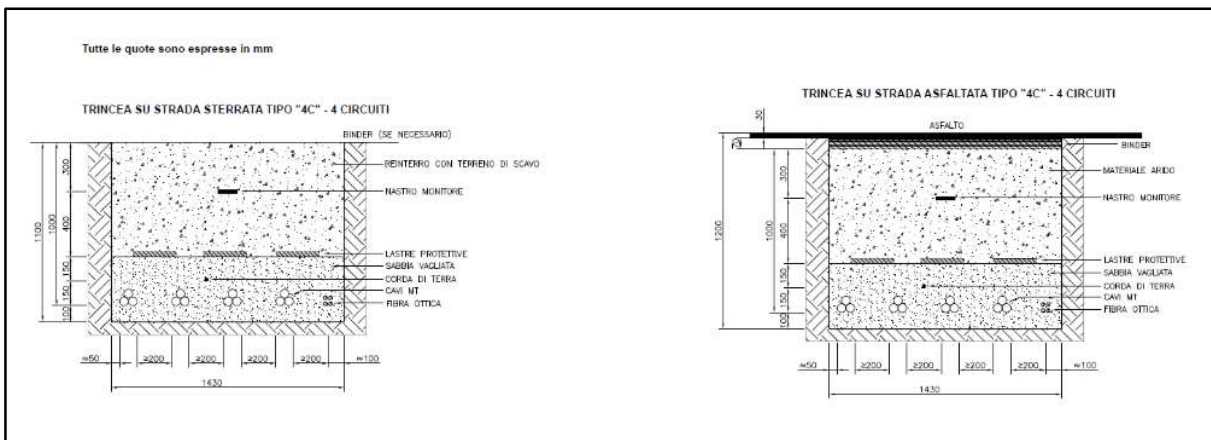


Figura 2.3.3.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

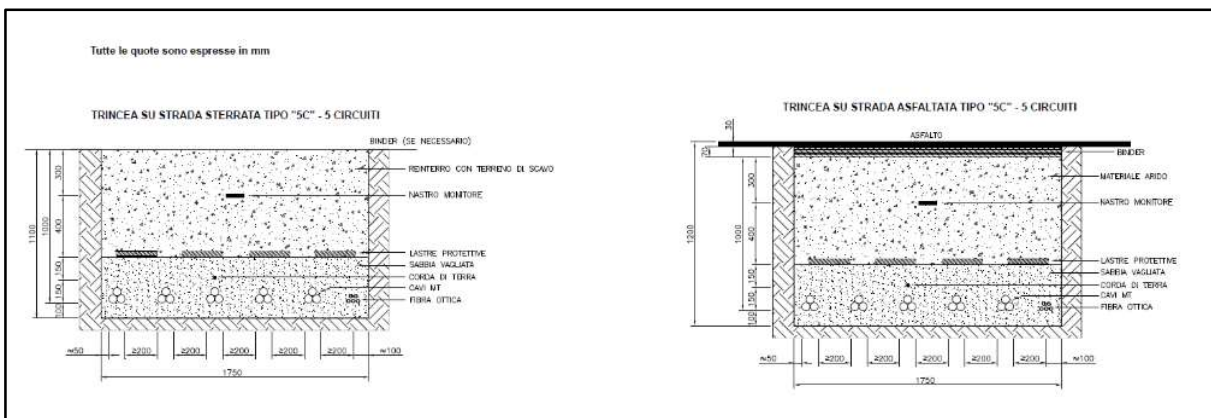


Figura 2.3.3.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

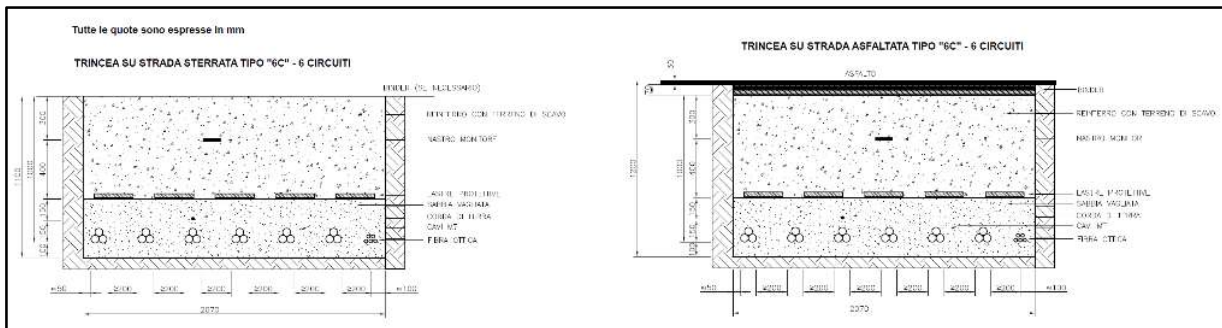


Figura 2.3.3.6: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per sei di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

Come si evince dalle figure precedenti, oltre alle terne di cavi presenti in trincea, è previsto un collegamento in **fibra ottica**, da adoperare per controllare e monitorare gli aerogeneratori.

Per realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto, come previsto dal progetto, si adoperava un cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione, corredato degli accessori necessari per la relativa giunzione e attestazione, essendo lo stesso adatto alla condizione di posa interrata e tale da assicurare un'attenuazione accettabile di segnale.

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori (elaborato di progetto "MAOE073 Schema rete di comunicazione Fibra Ottica (FO)").

Il parco eolico è dotato di un **sistema di terra**; in particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato in dettaglio nell'elaborato di progetto "MAOE079 Schema rete di terra WTG".

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm², interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 33 kV e di fibra ottica e ad una profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata.

Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a 95 mm² del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di 95 mm².

In definitiva, si realizza una maglia di terra complessiva in grado di ottenere una resistenza di terra con un più che sufficiente margine di sicurezza (elaborato di progetto “MAOE080 Schema rete di terra impianto eolico”), in accordo con la Normativa vigente.

2.3.4 Linea AT di collegamento alla RTN

Il collegamento tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica 150 kV (SE) denominata “Buddusò” è realizzato tramite linea direttamente interrata a 150 kV di lunghezza di circa 26.5 m e composto da una terna di cavi unipolari ARE4H5E a 150 kV di sezione 1000 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170 kV) kV, portata nominale di 750 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallica e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

I cavi sono caratterizzati da una posa a trifoglio, sono posati a 1,60 m dal piano di calpestio e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di 0,4 m di sabbia, al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicurerà la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano di calpestio un nastro monitorare ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

La terna di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica, mentre nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione, così come rappresentato nel dettaglio dell'elaborato di progetto “MAOE089 Sezione tipica della trincea cavidotto AT”.

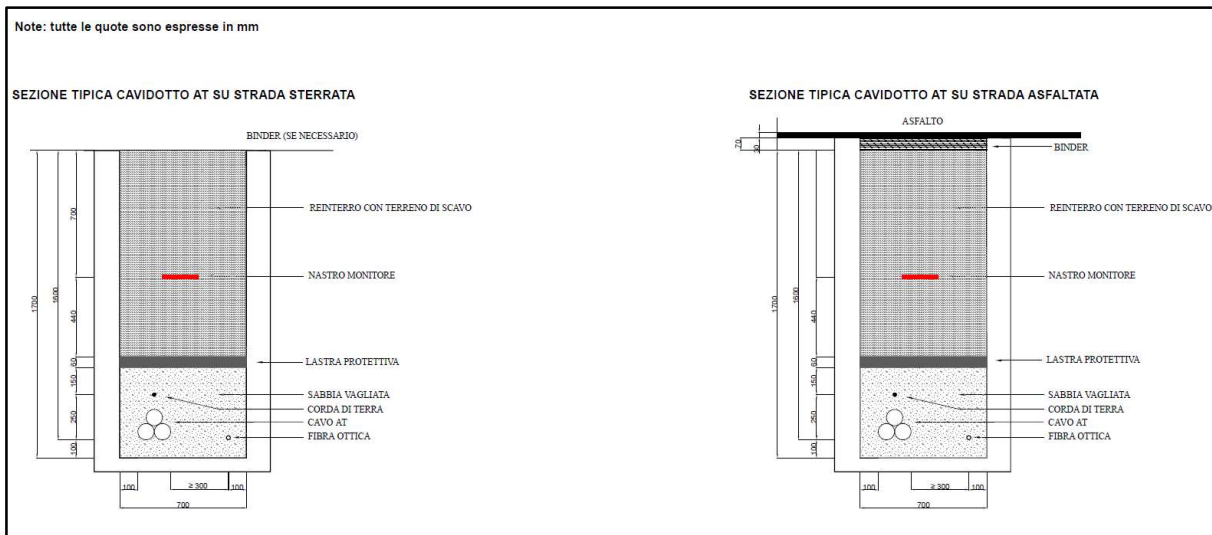


Figura 2.3.4.1: Sezione tipica del cavidotto AT di connessione tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica della RTN 150 kV denominata “Buddusò”

La scelta dei particolari cavi AT e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.

2.3.5 Stallo arrivo produttore

La linea interrata AT 150 kV, di collegamento tra la SEU e la SE RTN 150 kV Buddusò, si andrà a collegare allo stallo di arrivo produttore a 150 kV che costituisce l'impianto di rete per la connessione, come indicato nella STMG di Terna (**Figura 2.3.5.1, Figura 2.3.5.2 e Figura 2.3.5.3**).

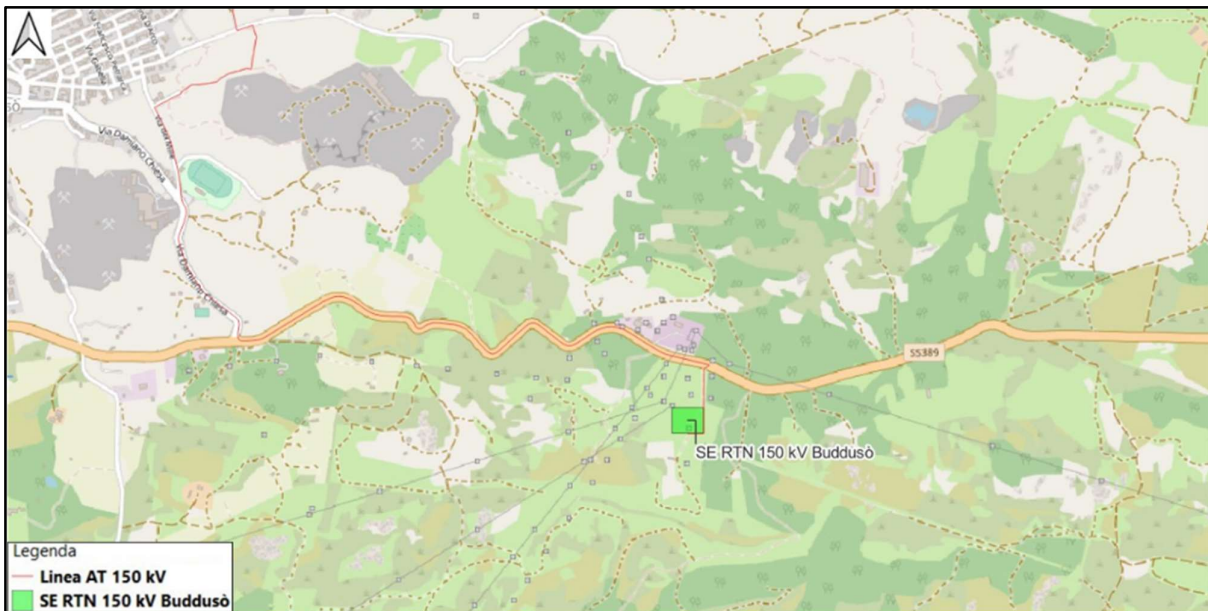


Figura 2.3.5.1: Individuazione SE RTN 150 kV “Buddusò” di futura realizzazione

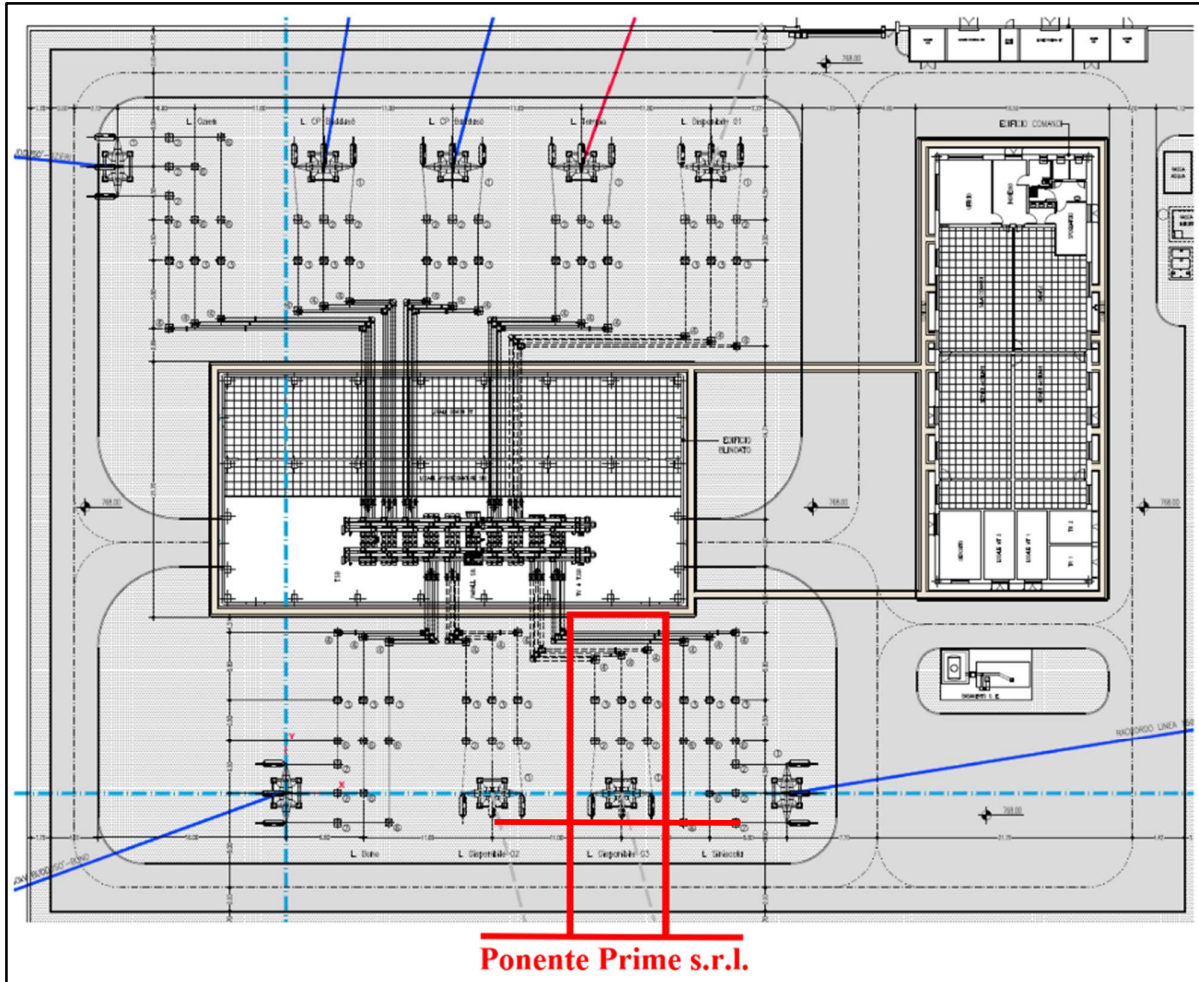


Figura 2.3.5.2: Planimetria della SE RTN a 150 kV “Buddusò” con l’ubicazione dello stallo a 150 kV

Nella seguente figura sono rappresentati rispettivamente il dettaglio della planimetria dello stallo di cui sopra e la relativa sezione (“MAOE090 Sottostazione elettrica RTN (stallo AT di competenza) - planimetria e sezione elettromeccanica”).

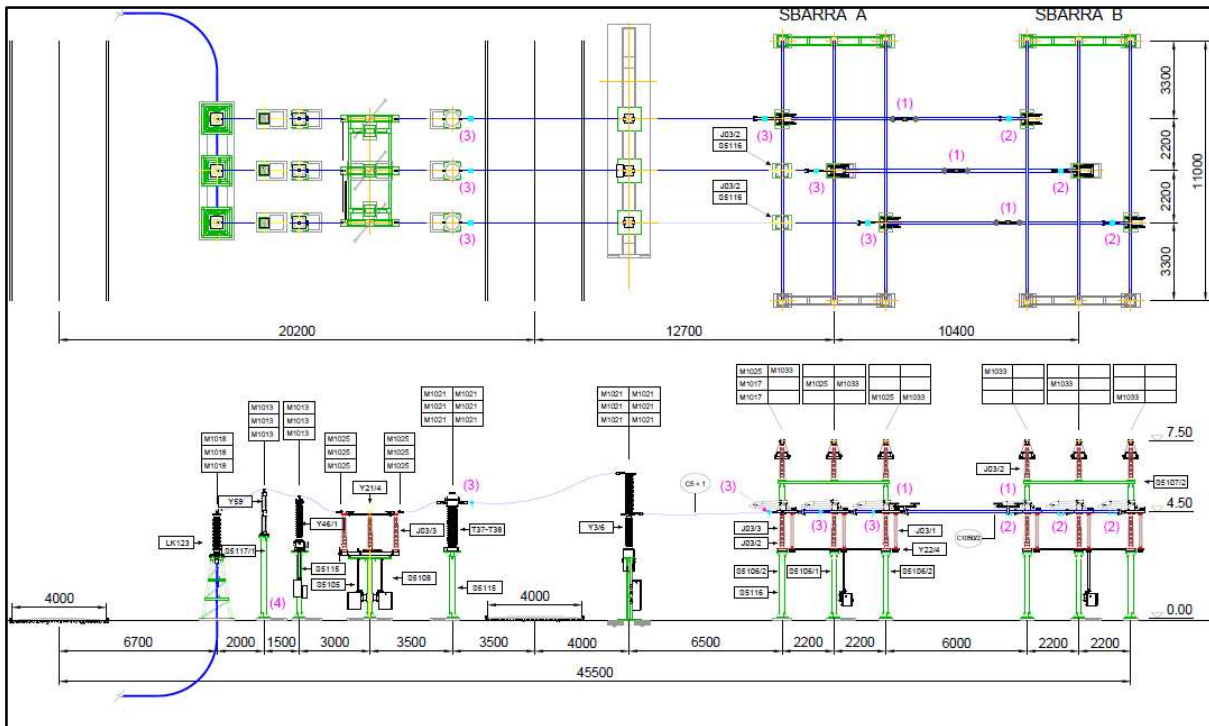


Figura 2.3.5.3: Planimetria e sezione elettromeccanica relativa alle apparecchiature dello stallo 150 kV nella stazione Terna

Le apparecchiature che costituiscono lo stallo all'interno della stazione elettrica 150 kV rispondono alle specifiche Terna e sono di seguito elencate:

- terminali cavi AT;
- sbarre 150 kV;
- trasformatori di Tensione capacitivi 150 kV;
- trasformatori di corrente 150 kV;
- sezionatore unipolare orizzontale con lame di terra 150 kV;
- sezionatori unipolari verticale 150 kV;
- interruttore tripolare 150 kV;
- scaricatori di sovratensione 150 kV.

3. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PARCO EOLICO

L'impianto eolico sarà costituito essenzialmente da 12 aerogeneratori la cui posizione è stata stabilita a seguito di valutazioni che riguardano diversi aspetti tra cui l'esposizione a tutti i settori della rosa dei venti, la morfologia del territorio, la distanza da fabbricati e strade esistenti, utilizzate da un elevato numero di veicoli, la distanza dal centro abitato e da beni monumentali presenti nell'area oltre agli aspetti legati alla sicurezza e volti a minimizzare l'impatto sull'ambiente, ovvero:

- ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- migliorare in sistema viario esistente al fine di facilitare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento;
- disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno pari a 1100 m atta a minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna;
- condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata a seguito di uno studio di fattibilità condotto sulla base delle informazioni sugli aspetti vincolistici dal punto di vista ambientale e paesaggistico e sulla base dei sopralluoghi svolti sul posto per verificare le interferenze presenti in sito e la fattibilità di realizzazione delle opere.

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori.

ID	Comune (Provincia)	Informazioni catastali		Coordinate geografiche		D _{ROTORE} [m]	H _{hub} [m]	H _{TOT} [m]
		Foglio	Particella	Latitudine [°]	Longitudine [°]			
MA01	Monti	32	381	40,771558	9,395286	172	200	114
MA02	Monti	32	72	40,765752	9,381813	172	200	114
MA03	Monti	32	211	40,764585	9,391917	172	200	114
MA04	Monti	39	68	40,756211	9,37833	172	200	114
MA05	Alà dei Sardi	5	48-118	40,725601	9,342591	172	200	114
MA06	Alà dei Sardi	17	91	40,701933	9,366032	172	200	114
MA07	Alà dei Sardi	17	75	40,709972	9,363786	172	200	114
MA08	Monti	38	64	40,75166	9,358958	172	200	114
MA09	Monti	39	250	40,750116	9,380075	172	200	114
MA10	Alà dei Sardi	5	59	40,733383	9,35513	172	200	114
MA11	Monti	36	216	40,753400	9,345837	172	200	114
MA12	Alà dei Sardi	5	140	40,726477	9,35807	172	200	114

Tabella 2.1: Localizzazione geografica degli aerogeneratori di progetto

Il progetto prevede l'adeguamento di tratti di strada esistenti, in particolare strade comunali, e la realizzazione di una nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto, ossia di una rete viaria interna al parco che si snoderà seguendo lo sviluppo degli esistenti tratturi non vincolati dalla Soprintendenza.

La disponibilità delle aree, necessaria per l'installazione degli aerogeneratori e le relative opere connesse, è garantita grazie alla Dichiarazione di Pubblica utilità ai sensi degli artt. 52-quater "Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità" e 52-quinquies "Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali" D.P.R. 327/2001 a conclusione del

procedimento autorizzatorio di cui all'art.12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi.

Tutte le aree oggetto interessate dal progetto sono riportate nello specifico elaborato di progetto "MAEG011 Piano Particolare di esproprio descrittivo".

4. INTERVISIBILITÀ

Al fine di valutare l'impatto visivo dell'impianto eolico è stato elaborato uno studio sull'intervisibilità che analizza come viene percepito visivamente l'impianto stesso all'interno dell'area vasta.

L'intervisibilità è stata valutata mediante il software WindPRO versione 3.5 che consente di individuare zone di influenza visiva (ZVI) in cui vengono riportate:

- le aree da cui 1 o più aerogeneratori risultano visibili;
- la percentuale di una data area all'interno della quale gli aerogeneratori sono visibili;
- le aree da cui l'intero impianto è visibile al fine di indentificare l'impatto cumulativo.

La visibilità di un elemento è strettamente dipendente dal campo visivo dell'osservatore (angolo di percezione e distanza) e dalle caratteristiche fisiche intrinseche dell'elemento osservato (dimensioni e posizione spaziale) e dalla conformazione complessiva del terreno sui cui si dispongono gli aerogeneratori e dove si pone l'osservatore.

Nello studio condotto, a vantaggio di sicurezza, non sono stati considerati gli ostacoli fisici permanenti e temporanei tra l'osservatore e la singola turbina eolica e, nella valutazione dell'impatto cumulato, osservatore e l'intero impianto eolico.

Inoltre, si è considerata un'altezza dell'occhio dell'osservatore pari a 1,5 m.

L'area di riferimento del nuovo impianto eolico in progetto è un rettangolo di 20.000 m x 20.000 m con centro (Est 9,363887°; Nord 40,741019°). all'interno dell'area d'impianto.

Sono stati analizzati due scenari:

- 1) scenario di base con la valutazione dell'intervisibilità degli impianti eolici esistenti (per i dettagli si veda l'**Allegato 1**);
- 2) scenario con la valutazione dell'intervisibilità degli impianti esistenti e dell'impianto in progetto (per i dettagli si veda **Allegato 2**).

Nello scenario di base sono state considerate 71 turbine esistenti nella zona attenzionata per una potenza totale pari a circa 142 MW.

Come può vedersi dal diagramma a torta nella **Figura 4.1**, il parco eolico esistente all'interno dell'area vasta d'impianto risultano visibili da circa il 43,2 % della suddetta area di riferimento.

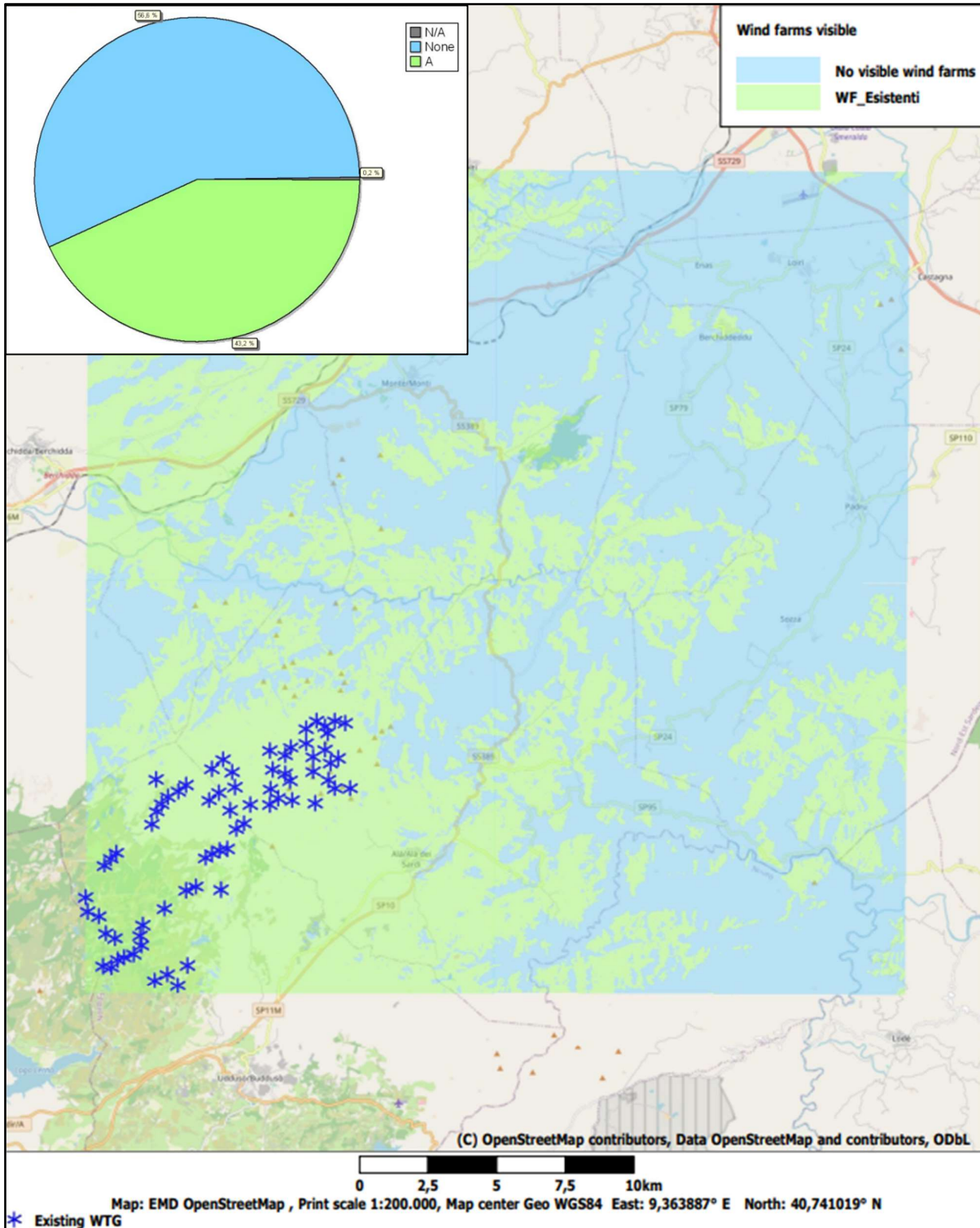


Figura 4.1: Interisibilità dell'impianto eolico esistente

Nella **Figura 4.2** viene riportato lo studio di intervisibilità cumulata dell’impianto esistente e dell’impianto in progetto. L’analisi svolta fa emergere che da circa il 58% dell’area di riferimento risulta visibile almeno un impianto tra quello esistente e quello in progetto e l’impatto del nuovo Parco Eolico “Monti Alà dei Sardi” sull’area di studio comporta un incremento di visibilità degli impianti eolici pari al 14,7 %.

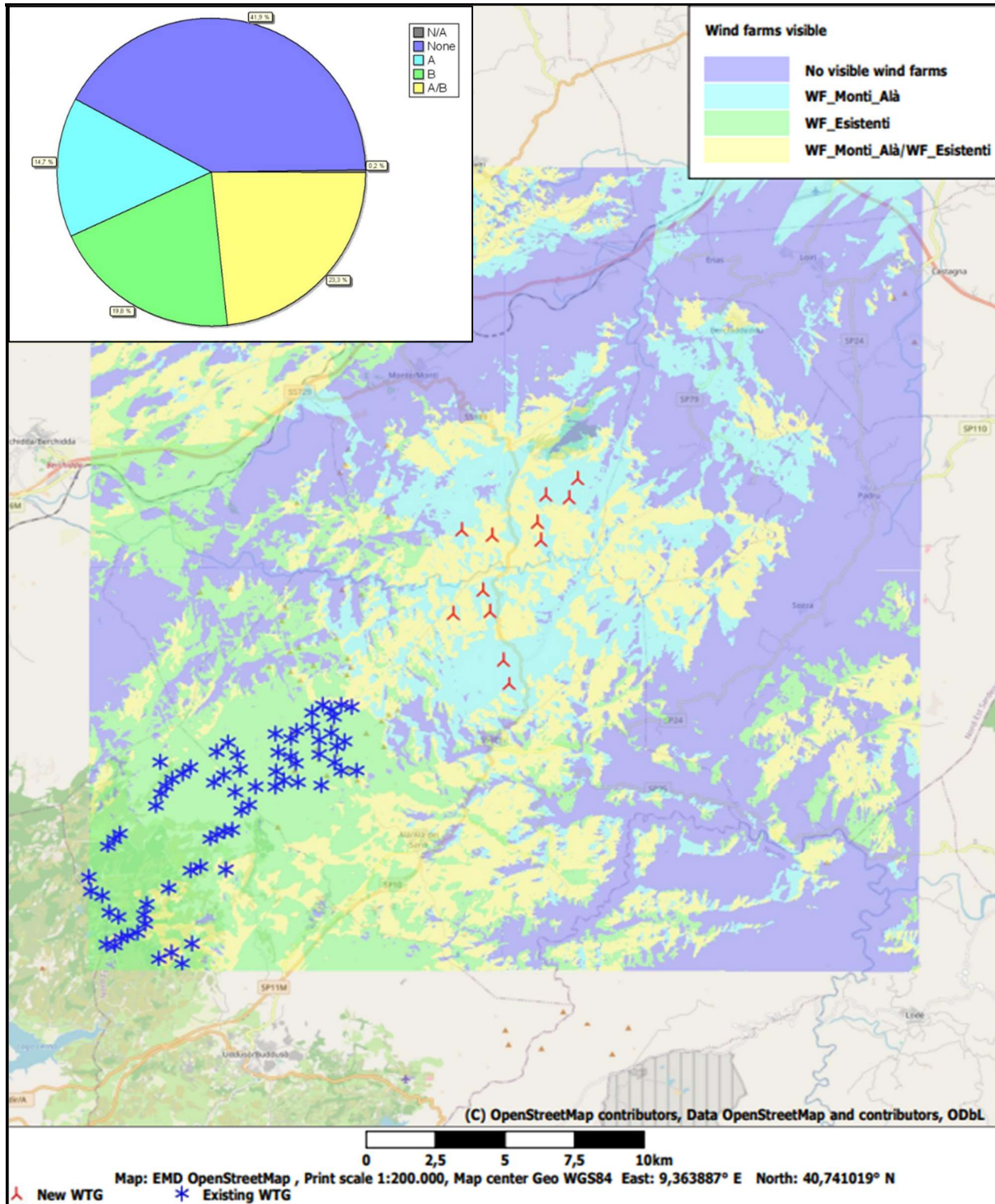


Figura 4.2: Intervisibilità dell’impianto eolico esistente e dell’impianto ‘Monti Alà dei Sardi’

Nelle **Figure 4.3 e 4.4** viene riportato il numero di turbine visibili nelle varie zone dell'area di studio relativamente ai 2 scenari considerati (maggiori dettagli sono indicati negli **Allegati 1 e 2**).

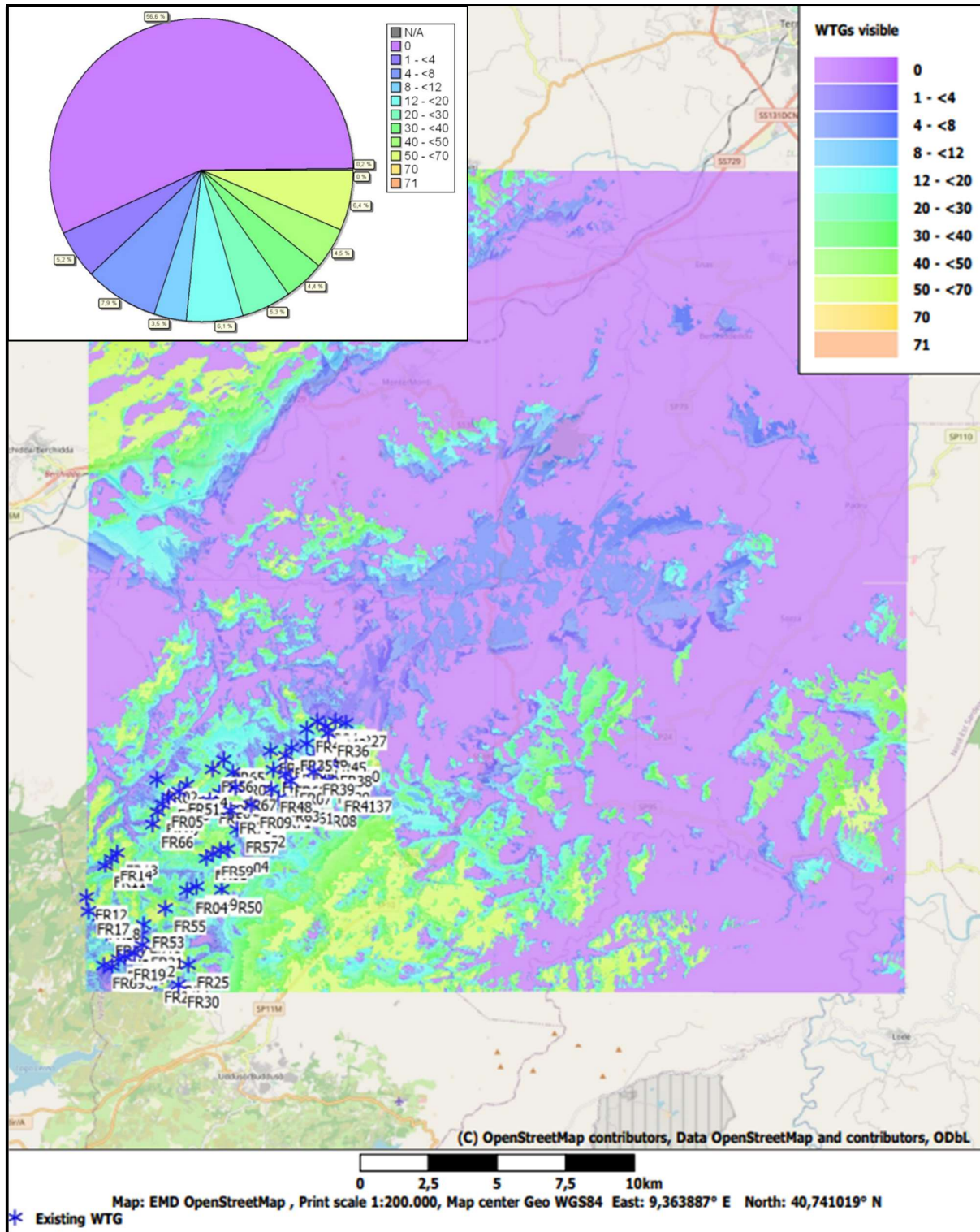


Figura 4.3: Scenario 1- Numero di turbine esistenti visibili nelle varie zone dell'area di riferimento

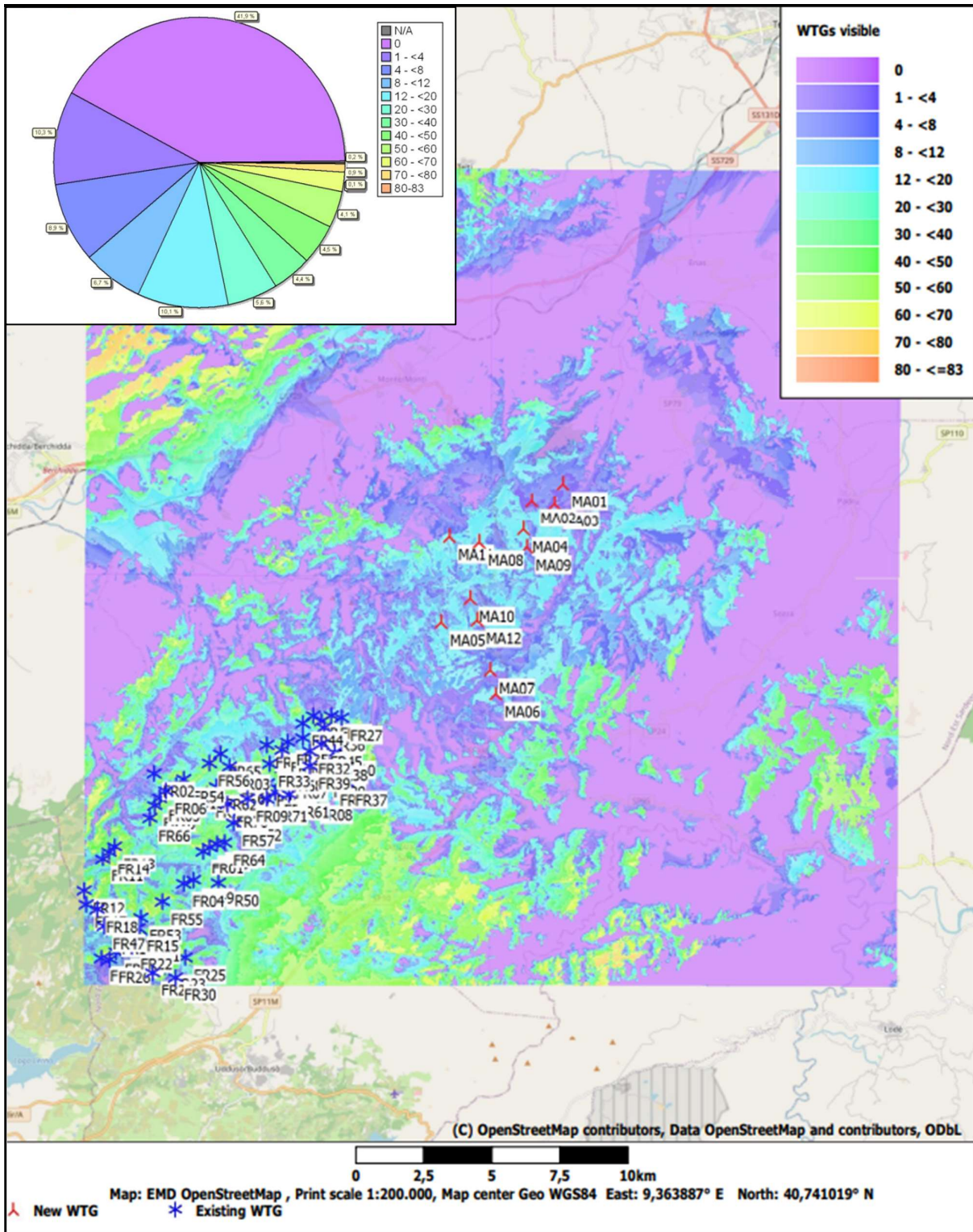


Figura 4.4: Scenario 2 - Numero di turbine previste dal progetto ed esistenti visibili nelle varie zone dell'area di riferimento

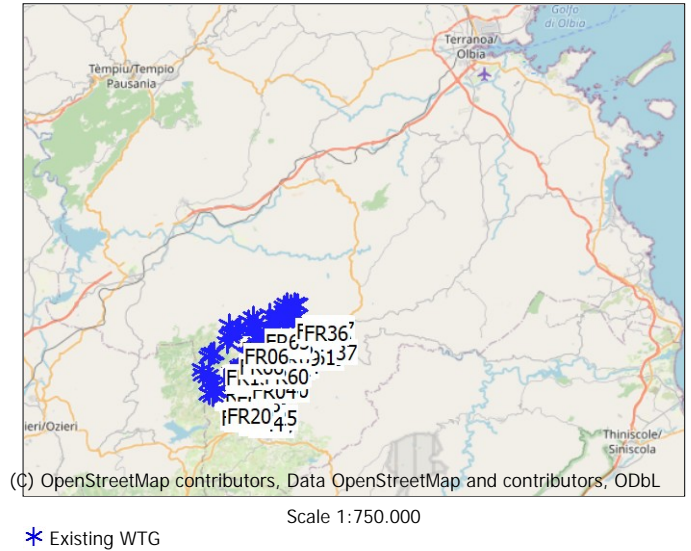
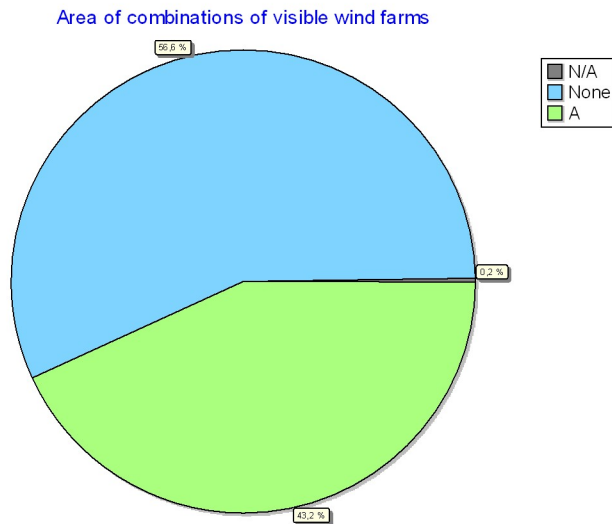
5. CONCLUSIONI

Dai risultanti riportati in sintesi nel paragrafo precedente emerge che il nuovo impianto non altera significativamente lo stato attuale globale della percezione del paesaggio in quanto la percentuale di incremento di visibilità dovuta al Parco Eolico Monti Alà dei Sardi nell'area considerata è pari al 14,7% a fronte di un incremento di potenza nominale installata nell'area vasta pari a circa il 60 %.

6. ALLEGATO 1: ZVI – CUMULATIVE IMPACT ZVI SUMMARY

ZVI - Cumulative impact ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti cumulativo



Assumptions for ZVI calculation

Center for calculation	Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N
Width of calculation area	30.000 m
Height of calculation area	30.000 m
Calculation step	25 m
Eye height	1,5 m
Calculation area	0 ha
Highest relevant visible part of a WTG	Hub height + ½ rotor diameter
Obstacles used in calculation	0
DHM object	Elevation Grid Data Object: WF_Monti_Alà_EMDGrid_3.wpg (12)
No area objects used in calculation	0
New WTGs used in calculation	0
Existing WTGs used in calculation	71

No maximum distance to WTG

ZVI Results

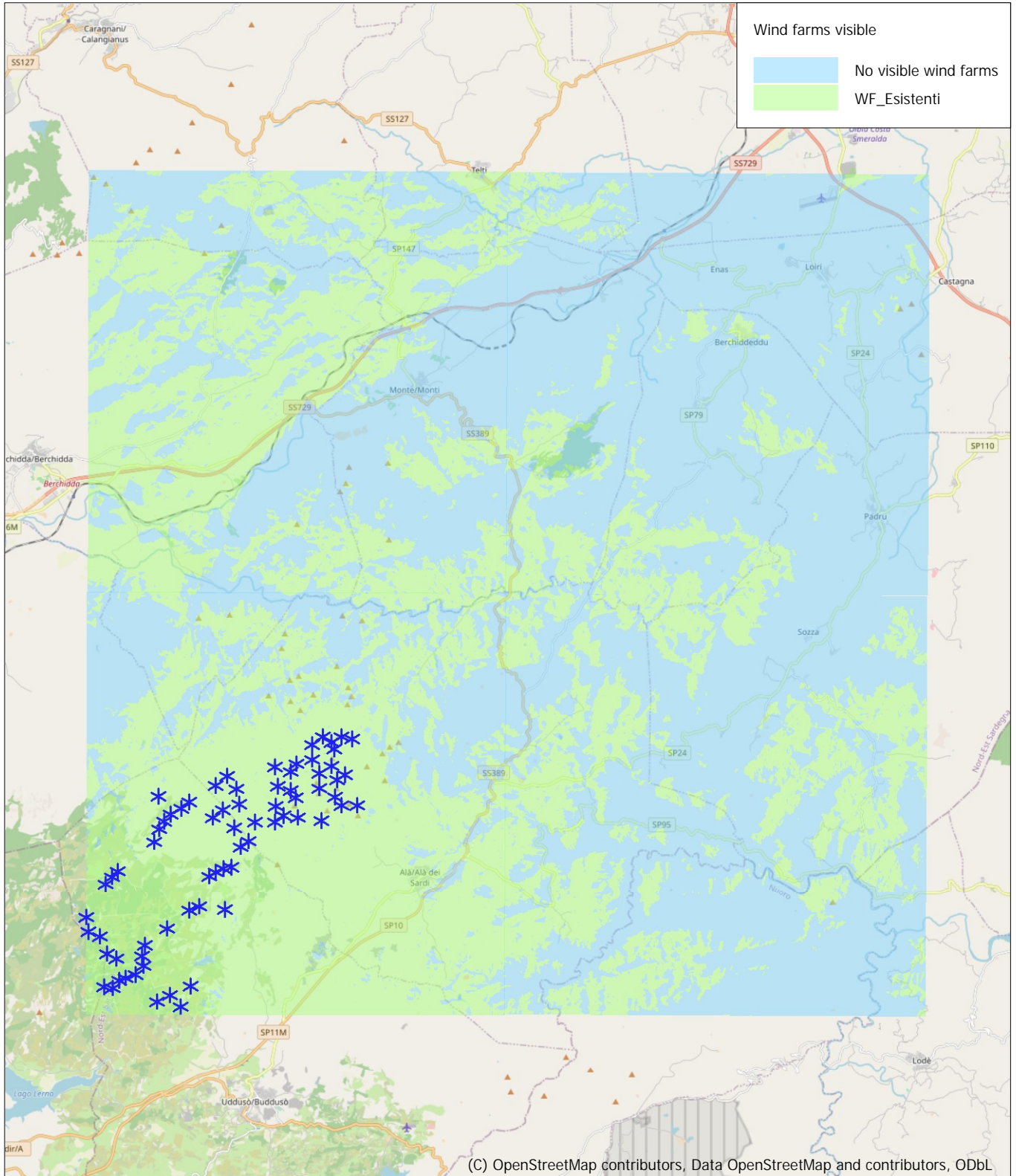
Wind farm combination	Area [ha]	Area [%]
N/A	225	0,2
None	51.004	56,6
A	38.921	43,2

Wind farms

Layer	Number of WTGs	Total capacity [MW]	Hub height [m]	Type
A WF_Esistenti	71	142.000,0	64,0	ENERCON E-70 E4 2000 71,0

ZVI - Map Standard ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti cumulativo



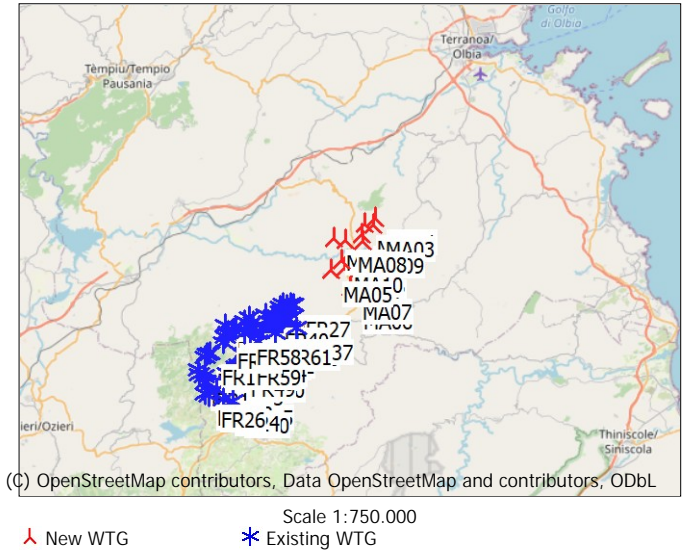
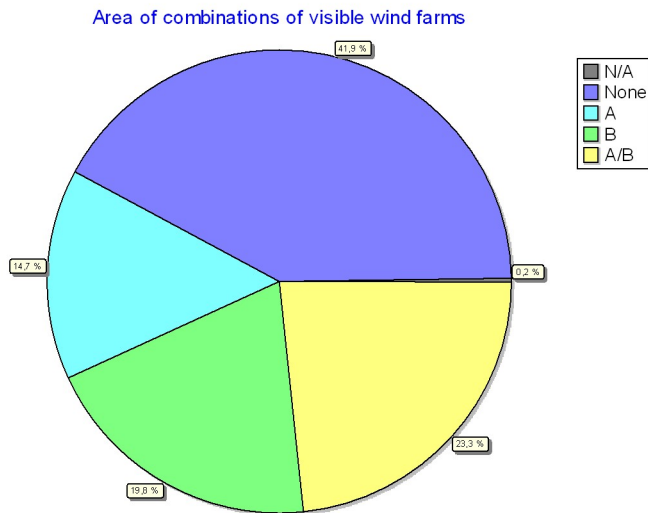
0 2,5 5 7,5 10km

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:200.000, Map center Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N

* Existing WTG

ZVI - Cumulative impact ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti + Nuovo cumulativo



Assumptions for ZVI calculation

Center for calculation	Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N
Width of calculation area	30.000 m
Height of calculation area	30.000 m
Calculation step	25 m
Eye height	1,5 m
Calculation area	0 ha
Highest relevant visible part of a WTG	Hub height + ½ rotor diameter
Obstacles used in calculation	0
DHM object	Elevation Grid Data Object: WF_Monti_Alà_EMDGrid_3.wpg (12)
No area objects used in calculation	12
New WTGs used in calculation	12
Existing WTGs used in calculation	71

No maximum distance to WTG

ZVI Results

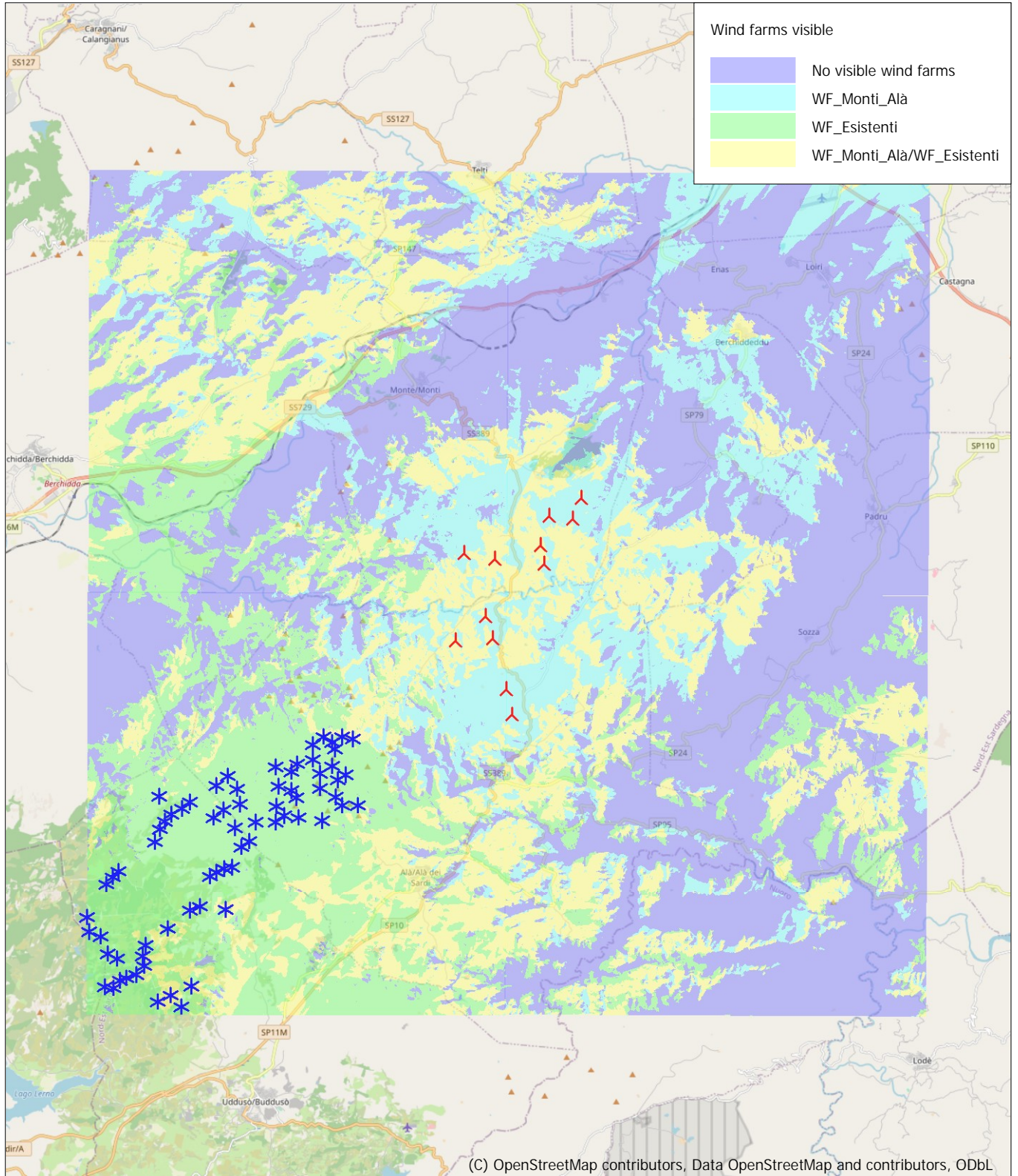
Wind farm combination	Area [ha]	Area [%]
N/A	225	0,2
None	37.746	41,9
A	13.258	14,7
B	17.877	19,8
A/B	21.044	23,3

Wind farms

Layer	Number of WTGs	Total capacity [MW]	Hub height [m]	Type
A WF_Monti_Alà	12	86.400,0	114,0	VESTAS V172-7.2 7200 172,0
B WF_Esistenti	71	142.000,0	64,0	ENERCON E-70 E4 2000 71,0

ZVI - Map Standard ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti + Nuovo cumulativo



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

0 2,5 5 7,5 10km

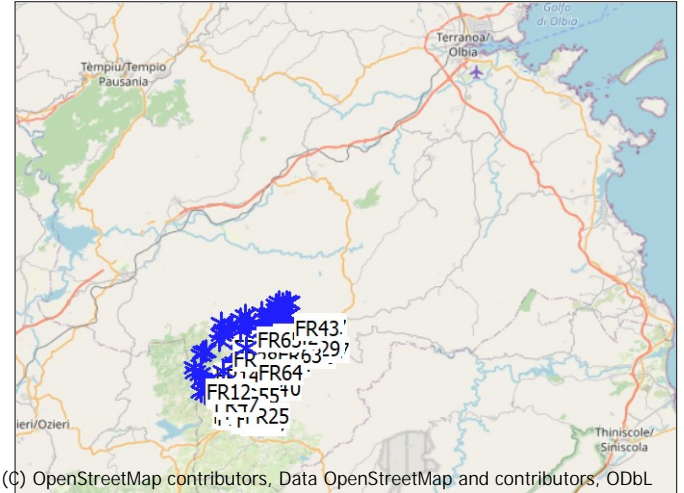
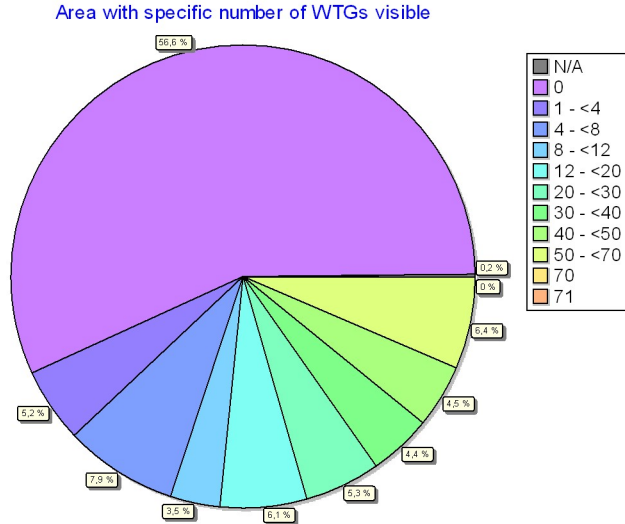
Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:200.000, Map center Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N

🚧 New WTG * Existing WTG

7. ALLEGATO 2: ZVI – STANDARD ZVI SUMMERY

ZVI - Standard ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti



Scale 1:750.000

* Existing WTG

Assumptions for ZVI calculation

Center for calculation	Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N
Width of calculation area	30.000 m
Height of calculation area	30.000 m
Calculation step	25 m
Eye height	1,5 m
Calculation area	90.000 ha
Highest relevant visible part of a WTG	Hub height + ½ rotor diameter
Obstacles used in calculation	0
DHM object	Elevation Grid Data Object: WF_Monti_Alà_EMDGrid_3.wpg (12)
No area objects used in calculation	0
New WTGs used in calculation	0
Existing WTGs used in calculation	71

No maximum distance to WTG

ZVI Results

WTGs visible	Area [ha]	Area [%]
N/A	147	0,2
0	50.956	56,6
1	1.685	1,9
2	1.779	2,0
3	1.223	1,4
4	1.552	1,7
5	3.014	3,3
6	1.481	1,6
7	1.072	1,2
8	820	0,9
9	760	0,8
10	773	0,9
11	769	0,9
12	702	0,8
13	701	0,8
14	767	0,9
15	735	0,8
16	706	0,8
17	632	0,7
18	633	0,7
19	578	0,6
20	552	0,6
21	528	0,6
22	550	0,6
23	484	0,5
24	456	0,5
25-71	15.947	17,7

WTGs

Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Longitude	Latitude	Z [m]
FR01	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,238450° E	40,650470° N	895,4
FR02	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,217195° E	40,675982° N	712,8
FR03	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,250305° E	40,678385° N	832,1
FR04	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,230188° E	40,639309° N	861,7
FR05	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,219687° E	40,667782° N	779,6
FR06	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,222293° E	40,670207° N	776,8
FR07	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,275120° E	40,675463° N	964,2
FR08	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,285861° E	40,668262° N	877,6
FR09	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,258083° E	40,667619° N	857,7
FR10	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,295773° E	40,682689° N	904,4
FR11	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,194844° E	40,647952° N	796,1
FR12	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,186610° E	40,637113° N	840,0
FR13	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,200190° E	40,651904° N	776,3
FR14	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,197490° E	40,650082° N	795,8
FR15	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,210415° E	40,624571° N	925,1
FR16	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,199329° E	40,623751° N	912,4
FR17	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,187664° E	40,632326° N	842,2
FR18	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,192516° E	40,630932° N	861,2
FR19	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,203310° E	40,617701° N	959,2
FR20	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,200659° E	40,616949° N	976,5
FR21	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,210895° E	40,621453° N	939,5
FR22	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,207550° E	40,618749° N	956,2
FR23	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,222075° E	40,612033° N	855,8
FR24	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,216640° E	40,609915° N	881,0
FR25	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,230939° E	40,615059° N	796,1
FR26	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,197897° E	40,614452° N	994,6
FR27	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,298821° E	40,694078° N	1.012,9
FR28	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,217544° E	40,665586° N	777,0
FR29	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,291735° E	40,675628° N	886,8
FR30	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,226568° E	40,608460° N	826,7

To be continued on next page...

ZVI - Standard ZVI summary

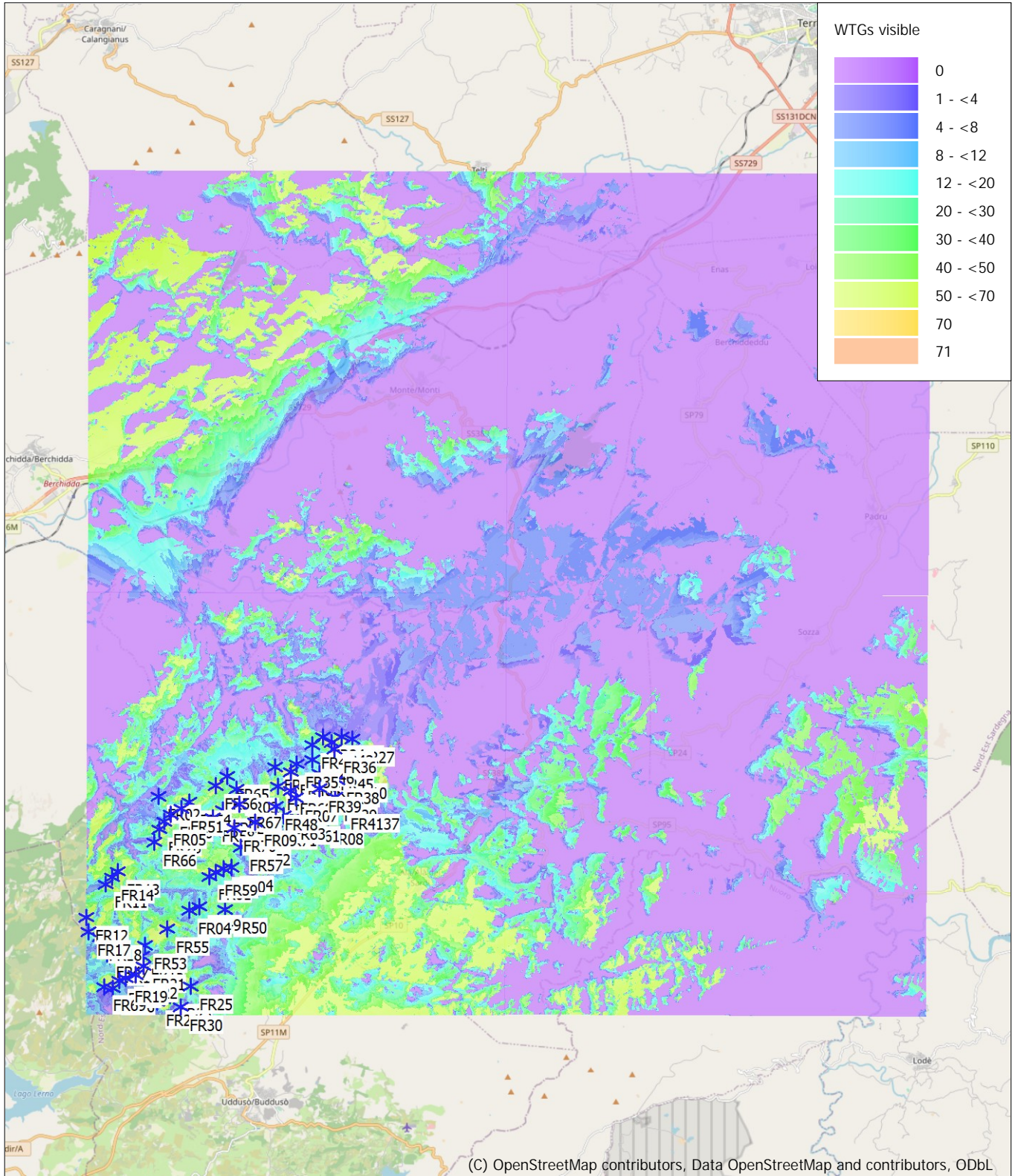
Calculation: ZVI_Esistenti

...continued from previous page

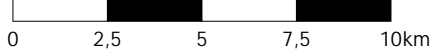
	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Longitude	Latitude	Z [m]
FR31	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,294508° E	40,694981° N	1.018,3
FR32	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,285230° E	40,683159° N	898,7
FR33	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,267806° E	40,679189° N	898,9
FR34	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,286635° E	40,694931° N	970,6
FR35	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,275552° E	40,686357° N	915,2
FR36	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,291216° E	40,691141° N	982,8
FR37	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,301001° E	40,672981° N	833,1
FR38	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,292731° E	40,681166° N	916,9
FR39	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,285230° E	40,678554° N	912,6
FR40	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,273310° E	40,683762° N	932,3
FR41	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,294467° E	40,673200° N	876,1
FR42	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,266121° E	40,685422° N	859,5
FR43	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,290315° E	40,693239° N	988,4
FR44	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,281947° E	40,692335° N	889,6
FR45	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,290401° E	40,685706° N	948,7
FR46	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,282032° E	40,687708° N	917,8
FR47	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,195606° E	40,625305° N	904,1
FR48	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,266570° E	40,672852° N	899,4
FR49	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,234458° E	40,640645° N	844,6
FR50	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,245230° E	40,639506° N	844,2
FR51	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,226702° E	40,672046° N	786,2
FR52	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,255379° E	40,661645° N	831,5
FR53	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,211459° E	40,627911° N	929,2
FR54	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,230322° E	40,674219° N	795,4
FR55	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,220935° E	40,633431° N	883,8
FR56	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,241089° E	40,679296° N	826,3
FR57	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,251925° E	40,659855° N	823,2
FR58	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,240209° E	40,669133° N	827,7
FR59	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,241174° E	40,651651° N	911,9
FR60	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,244500° E	40,652644° N	921,9
FR61	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,275915° E	40,669295° N	852,7
FR62	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,244178° E	40,671538° N	853,0
FR63	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,270218° E	40,669580° N	881,8
FR64	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,248084° E	40,653344° N	866,8
FR65	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,246033° E	40,682352° N	807,7
FR66	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,215567° E	40,661280° N	752,9
FR67	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,251045° E	40,673218° N	829,8
FR68	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,273211° E	40,677758° N	988,8
FR69	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,194182° E	40,614728° N	978,6
FR70	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,249264° E	40,665747° N	840,9
FR71	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,266162° E	40,667725° N	846,2

ZVI - Map Standard ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

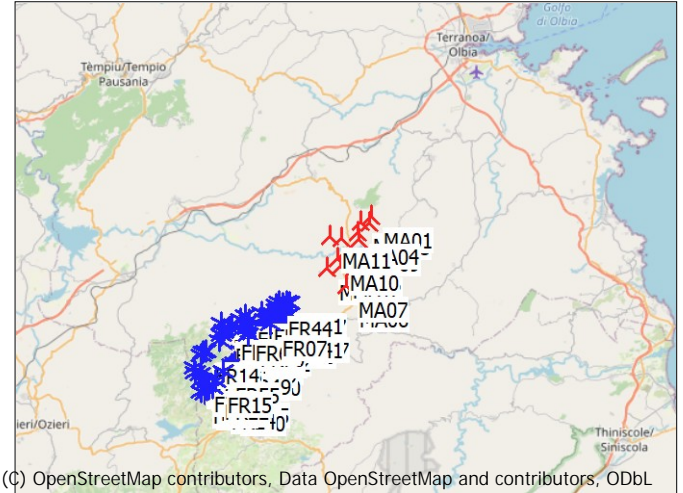
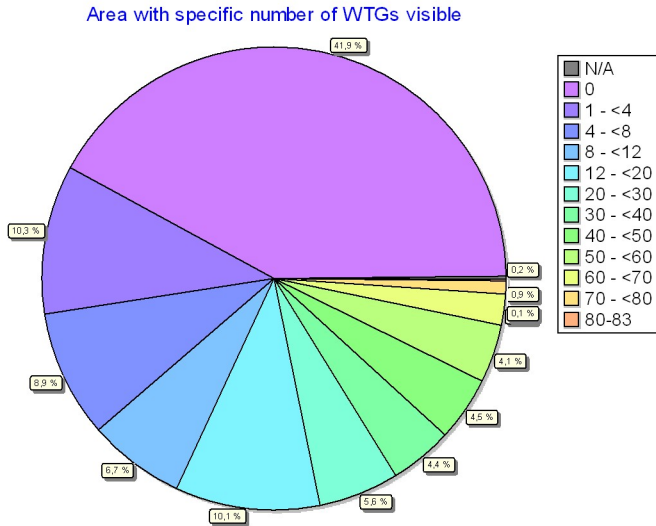


Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:200.000, Map center Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N

* Existing WTG

ZVI - Standard ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti + Nuovo progetto



Scale 1:750.000
★ New WTG
★ Existing WTG

Assumptions for ZVI calculation

Center for calculation	Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N
Width of calculation area	30.000 m
Height of calculation area	30.000 m
Calculation step	25 m
Eye height	1,5 m
Calculation area	90.000 ha
Highest relevant visible part of a WTG	Hub height + ½ rotor diameter
Obstacles used in calculation	0
DHM object	Elevation Grid Data Object: WF_Monti_Alà_EMDGrid_3.wpg (12)
No area objects used in calculation	12
New WTGs used in calculation	71
Existing WTGs used in calculation	

No maximum distance to WTG

ZVI Results

WTGs visible	Area [ha]	Area [%]
N/A	147	0,2
0	37.701	41,9
1	3.369	3,7
2	3.407	3,8
3	2.532	2,8
4	2.349	2,6
5	2.150	2,4
6	1.670	1,9
7	1.846	2,1
8	1.356	1,5
9	1.471	1,6
10	1.660	1,8
11	1.582	1,8
12	1.638	1,8
13	1.208	1,3
14	1.247	1,4
15	1.260	1,4
16	1.159	1,3
17	1.176	1,3
18	782	0,9
19	656	0,7
20	621	0,7
21	575	0,6
22	568	0,6
23	519	0,6
24	500	0,6
25-83	16.853	18,7

WTGs

Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Longitude	Latitude	Z [m]
FR01	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,238450° E	40,650470° N	895,4
FR02	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,217195° E	40,675982° N	712,8
FR03	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,250305° E	40,678385° N	832,1
FR04	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,230188° E	40,639309° N	861,7
FR05	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,219687° E	40,667782° N	779,6
FR06	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,222293° E	40,670207° N	776,8
FR07	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,275120° E	40,675463° N	964,2
FR08	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,285861° E	40,668262° N	877,6
FR09	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,258083° E	40,667619° N	857,7
FR10	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,295773° E	40,682689° N	904,4
FR11	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,194844° E	40,647952° N	796,1
FR12	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,186610° E	40,637113° N	840,0
FR13	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,200190° E	40,651904° N	776,3
FR14	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,197490° E	40,650082° N	795,8
FR15	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,210415° E	40,624571° N	925,1
FR16	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,199329° E	40,623751° N	912,4
FR17	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,187664° E	40,632326° N	842,2
FR18	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,192516° E	40,621453° N	861,2
FR19	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,203310° E	40,617701° N	959,2
FR20	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,200659° E	40,616949° N	976,5
FR21	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,210895° E	40,621453° N	939,5
FR22	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,207550° E	40,618749° N	956,2
FR23	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,222075° E	40,612033° N	855,8
FR24	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,216640° E	40,609915° N	881,0
FR25	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,230939° E	40,615059° N	796,1
FR26	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,197897° E	40,614452° N	994,6
FR27	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,298821° E	40,694078° N	1.012,9
FR28	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,217544° E	40,665586° N	777,0
FR29	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,291735° E	40,675628° N	886,8
FR30	No	ENERCON E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,226568° E	40,608460° N	826,7

To be continued on next page...

ZVI - Standard ZVI summary

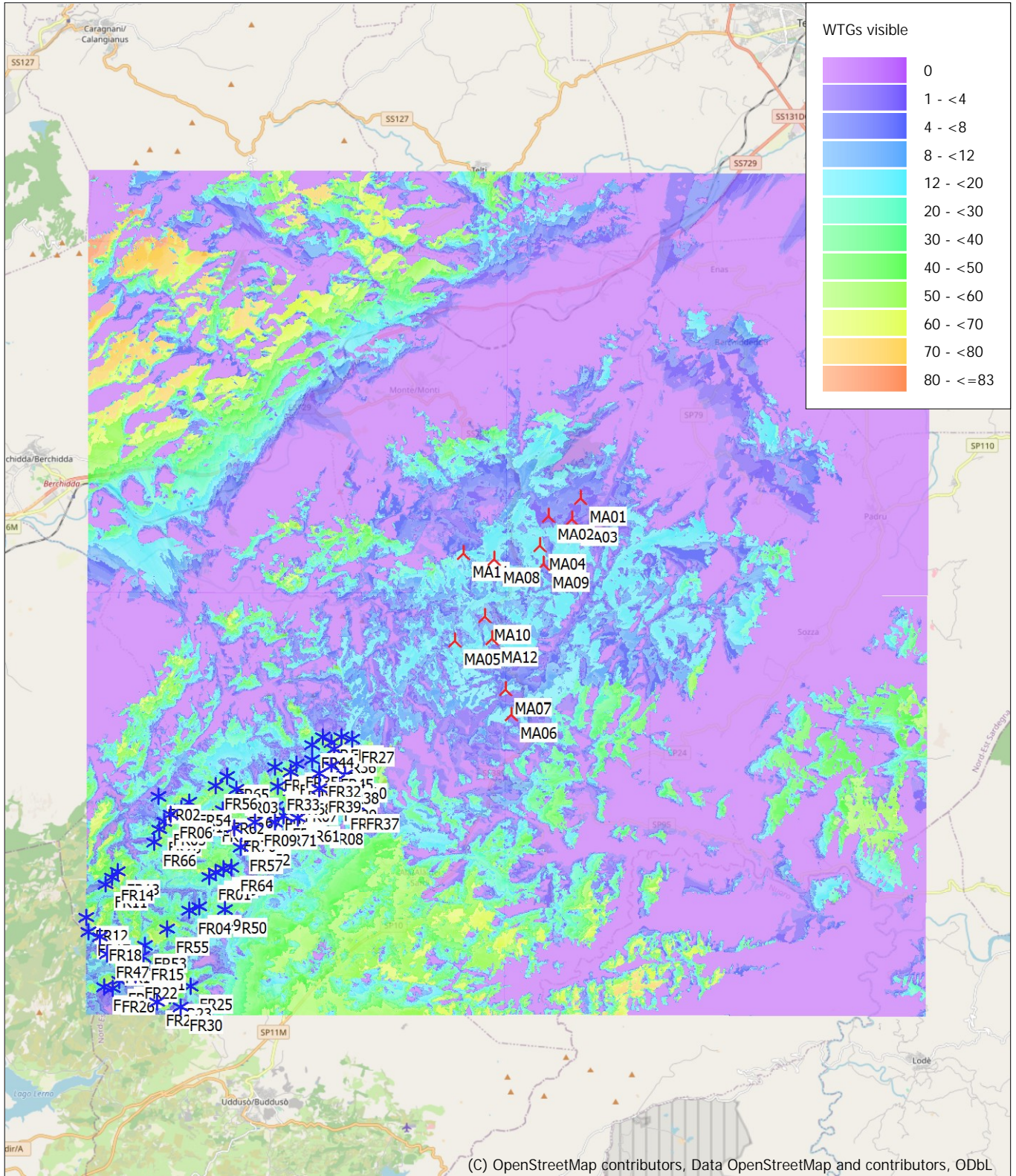
Calculation: ZVI_Esistenti + Nuovo progetto

...continued from previous page

	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Longitude	Latitude	Z [m]
FR31	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,294508° E	40,694981° N	1.018,3
FR32	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,285230° E	40,683159° N	898,7
FR33	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,267806° E	40,679189° N	898,9
FR34	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,286635° E	40,694931° N	970,6
FR35	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,275552° E	40,686357° N	915,2
FR36	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,291216° E	40,691141° N	982,8
FR37	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,301001° E	40,672981° N	833,1
FR38	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,292731° E	40,681166° N	916,9
FR39	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,285230° E	40,678554° N	912,6
FR40	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,273310° E	40,683762° N	932,3
FR41	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,294467° E	40,673200° N	876,1
FR42	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,266121° E	40,685422° N	859,5
FR43	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,290315° E	40,693239° N	988,4
FR44	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,281947° E	40,692335° N	889,6
FR45	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,290401° E	40,685706° N	948,7
FR46	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,282032° E	40,687708° N	917,8
FR47	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,195606° E	40,625305° N	904,1
FR48	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,266570° E	40,672852° N	899,4
FR49	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,234458° E	40,640645° N	844,6
FR50	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,245230° E	40,639506° N	844,2
FR51	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,226702° E	40,672046° N	786,2
FR52	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,255379° E	40,661645° N	831,5
FR53	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,211459° E	40,627911° N	929,2
FR54	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,230322° E	40,674219° N	795,4
FR55	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,220935° E	40,633431° N	883,8
FR56	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,241089° E	40,679296° N	826,3
FR57	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,251925° E	40,659855° N	823,2
FR58	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,240209° E	40,669133° N	827,7
FR59	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,241174° E	40,651651° N	911,9
FR60	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,244500° E	40,652644° N	921,9
FR61	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,275915° E	40,669295° N	852,7
FR62	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,244178° E	40,671538° N	853,0
FR63	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,270218° E	40,669580° N	881,8
FR64	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,248084° E	40,653344° N	866,8
FR65	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,246033° E	40,682352° N	807,7
FR66	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,215567° E	40,661280° N	752,9
FR67	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,251045° E	40,673218° N	829,8
FR68	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,273211° E	40,677758° N	988,8
FR69	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,194182° E	40,614728° N	978,6
FR70	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,249264° E	40,665747° N	840,9
FR71	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	64,0	9,266162° E	40,667725° N	846,2
MA01	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,395286° E	40,771558° N	563,8
MA02	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,381813° E	40,765752° N	551,9
MA03	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,391917° E	40,764585° N	628,0
MA04	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,378330° E	40,756211° N	564,3
MA05	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,342591° E	40,725601° N	569,6
MA06	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,366032° E	40,701933° N	688,0
MA07	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,363786° E	40,709972° N	615,5
MA08	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,358958° E	40,751660° N	539,0
MA09	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,380075° E	40,750116° N	526,3
MA10	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,355130° E	40,733383° N	552,1
MA11	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,345837° E	40,753400° N	618,9
MA12	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	9,358070° E	40,726477° N	601,3

ZVI - Map Standard ZVI summary

Calculation: ZVI_Esistenti + Nuovo progetto



0 2,5 5 7,5 10km

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:200.000, Map center Geo WGS84 East: 9,363887° E North: 40,741019° N

▲ New WTG * Existing WTG