

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



Progetto Definitivo

Parco Eolico Orgosolo-Oliena

Titolo elaborato:

Sintesi Non Tecnica

REDDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	
MF	GD	GD	EMISSIONE	27/12/23	0	0

PROPONENTE



SCIROCCO PRIME SRL

Via A. De Gasperi n. 8
74023 Grottaglie (TA)

CONSULENZA



GECODOR SRL

Via A. De Gasperi n. 8
74023 Grottaglie (TA)

PROGETTISTA

Ing. Gaetano D'Oronzio

Codice
ORSA150

Formato A4

Scala

Foglio 1 di 77

INDICE

1.PREMESSA	4
2.DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
2.1.Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	7
2.2.Viabilità e piazzole	9
2.3.Descrizione opere elettriche	11
2.3.1.Aerogeneratori	11
2.3.2.Impianto BESS (Battery Energy Storage System)	12
2.3.3.Stazione Elettrica Utente di trasformazione	13
2.3.4.Linee elettriche di collegamento MT	16
2.3.5.Linea elettrica di collegamento 150 kV	20
2.3.6.Stazione Elettrica della RTN Terna 150 kV di Nuoro	21
3.DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	21
3.1.Costruzione	22
3.1.1.Opere civili	22
3.1.2.Opere elettriche e di telecomunicazione	22
3.1.3.Installazione aerogeneratori	23
3.2.Esercizio e manutenzione	23
3.3.Dismissione dell'impianto	24
4.FINALITÀ DEL PROGETTO	24
4.1.Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	25
5.PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	26
6.INSERIMENTO SUL TERRITORIO	26
6.1.Criteri di progettazione strutture e impianti	28
7.SICUREZZA DELL'IMPIANTO	29
7.1.Effetti di shadow-flickering	29
7.2.Impatto acustico	30
7.3.Impatto elettromagnetico	30
7.4.Rottura accidentale di organi rotanti	31
8.INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	31
8.1.Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	31
8.2.Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	33
8.3.Classificazione sismica	37

8.4.Infrastrutture viarie presenti	39
8.5.Opere presenti interferenti	39
9.VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	40
9.1.Caratteristiche del paesaggio	42
10.VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	47
11.RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	53
12.INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	57
12.1.Normativa di riferimento	57
12.2.Procedimento autorizzativo	62
13.ANALISI DELLE ALTERNATIVE	64
13.1.Alternativa "0"	64
13.2.Alternative di localizzazione	67
13.3.Alternative dimensionali	69
13.4.Alternative progettuali	70
13.4.1.Alternativa progettuale 1	71
13.4.2.Alternativa progettuale 2	73
Impatto visivo	74
Impatto sul suolo	74
Impatto su flora-fauna ed ecosistema	74
Impatto acustico	75
Quadro Economico	75
14.SINTESI DEI RISULTATI	76
15.CONCLUSIONI	76

1. **PREMESSA**

La “Scirocco Prime s.r.l.” è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Sardegna, denominato “Parco Eolico Orgosolo-Oliena”, nel territorio della provincia di Nuoro interessando i Comuni di Orgosolo e Oliena.

L’impianto sarà dotato di una potenza totale pari a 109,8 MW e con punto di connessione in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV, di futura realizzazione, nel Comune di Nuoro.

A tale scopo la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta società, si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

Il presente elaborato è parte integrante dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al “Parco Eolico Orgosolo-Oliena” e ne costituisce ***La Sintesi Non Tecnica*** finalizzata a divulgare i principali contenuti del suddetto Studio. Il suo obiettivo è quello di rendere più facilmente comprensibile al pubblico i contenuti dello SIA, generalmente complessi e di carattere prevalentemente tecnico e specialistico, in modo da supportare efficacemente la fase di consultazione pubblica nell’ambito del processo di VIA di cui all’art. 24 e 24-bis del D.Lgs. 152/2006.

Il documento si prefigge la finalità di migliorare la qualità dell’informazione ambientale e di sensibilizzare l’attenzione delle comunità locali sugli aspetti ambientali connessi ai processi di trasformazione del territorio, evidenziando i temi più significativi attraverso modalità di elaborazione più semplici che rendano più agevole la comprensione da parte di un pubblico non esperto.

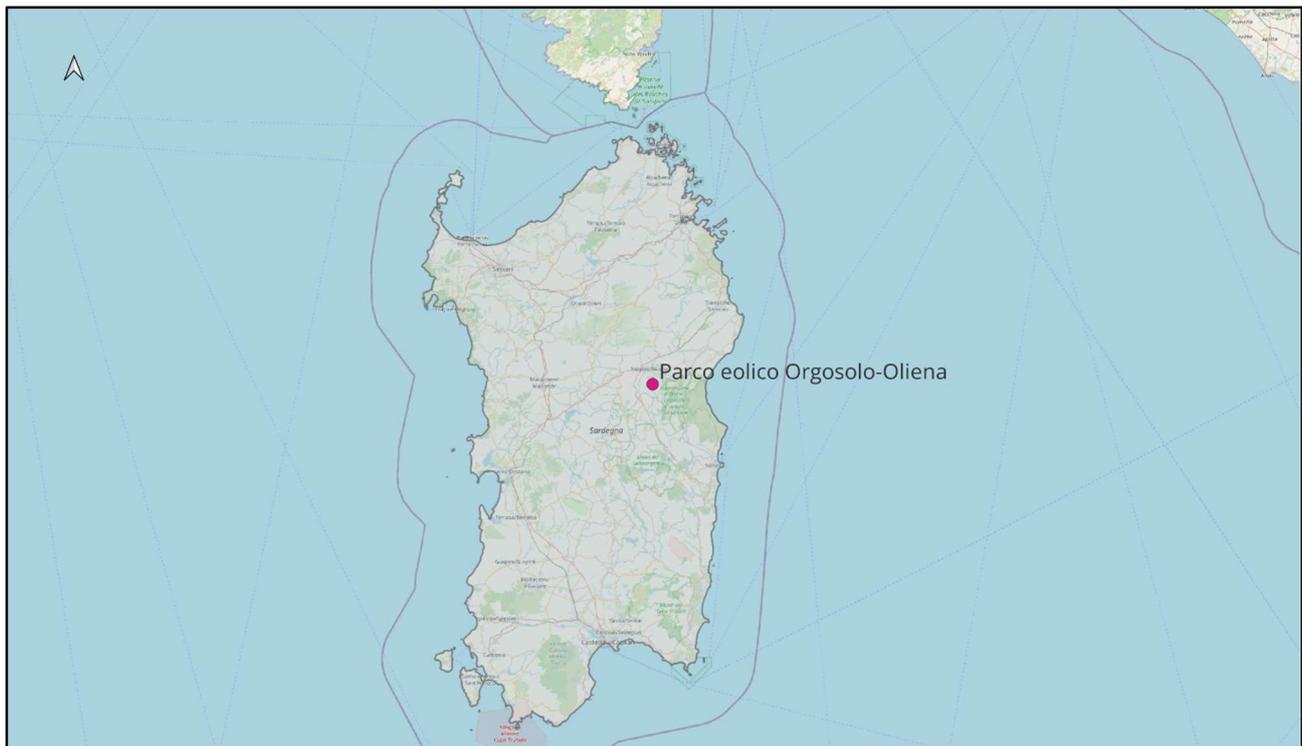


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Orgosolo-Oliena

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza totale pari a 109,8 MW ed è costituito da:

- 11 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza della torre pari a 114 m e rotore pari a 172 m;
- Un sistema di accumulo di energia (BESS) della potenza pari a 30,6 MW.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante un cavidotto interrato in Media Tensione 33 kV che convoglia l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, al fine di collegarsi alla Stazione Elettrica (SE) 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Nuoro (NU), di nuova realizzazione, attraverso un cavidotto interrato a 150 kV.

L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Orgosolo (NU), ove ricadano 9 aerogeneratori, la Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV e il sistema di accumulo di energia (BESS), il Comune di Oliena (NU), ove ricadono 2 aerogeneratori e il Comune di Nuoro (NU), dove ricade la Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV (**Figura 2.1**).

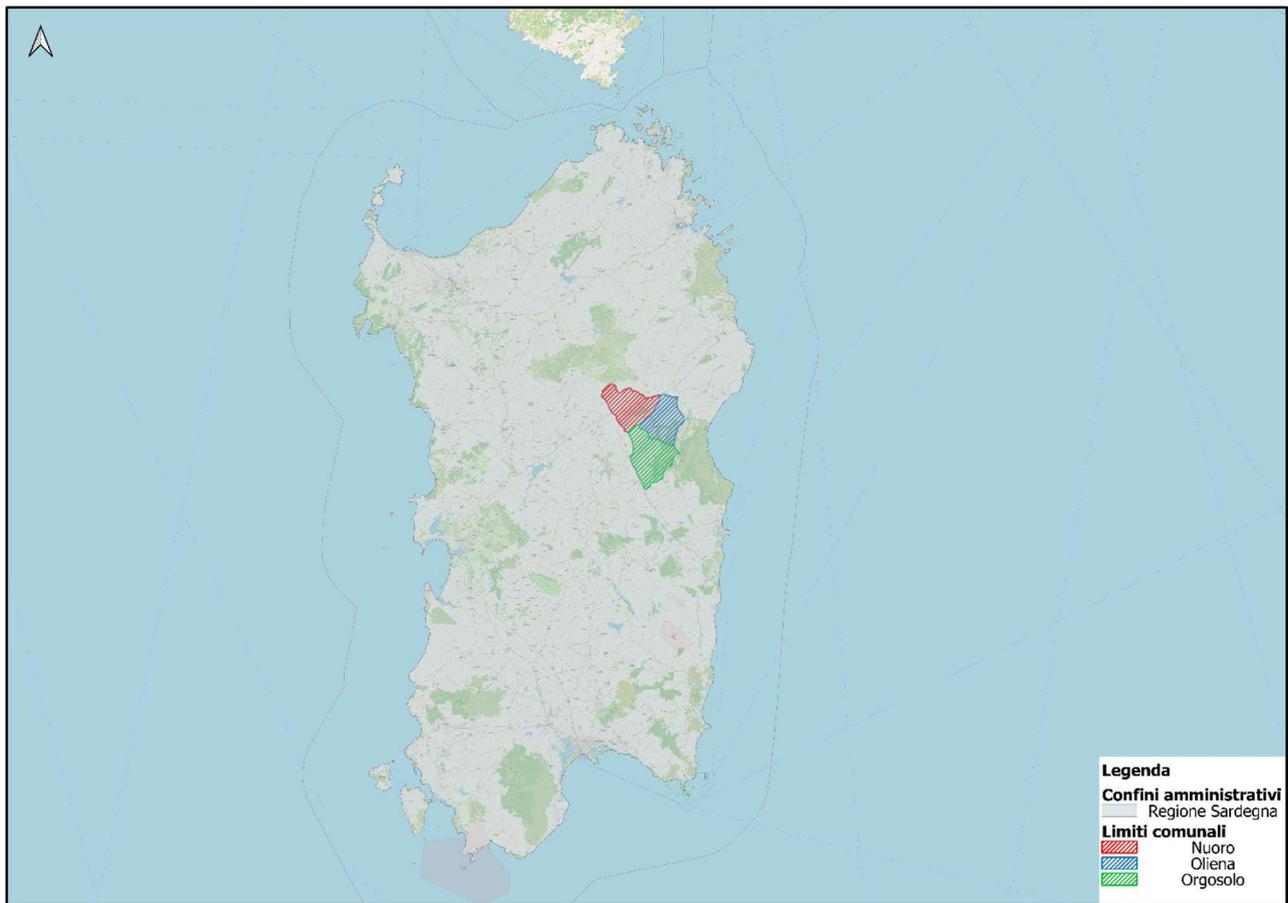


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

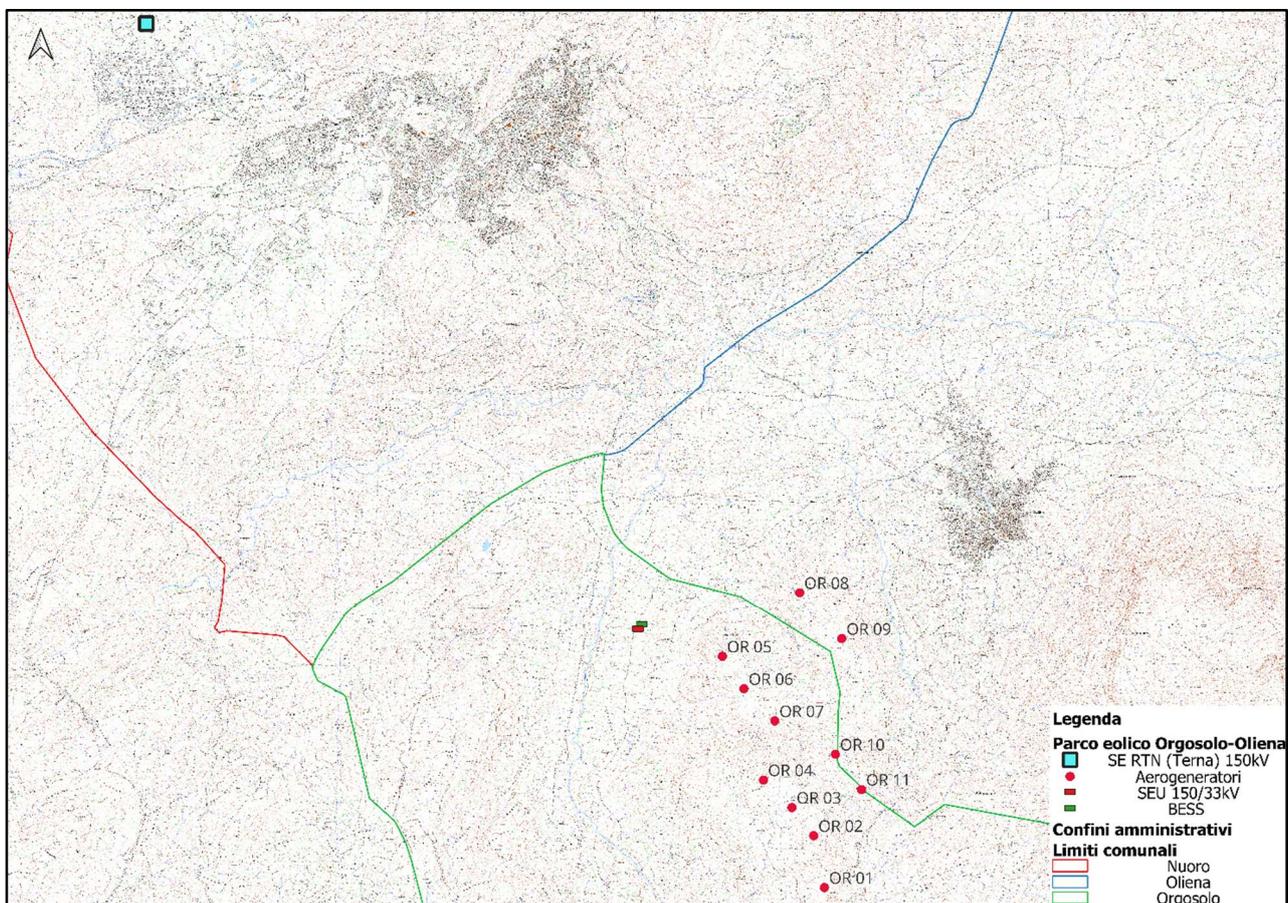


Figura 2.2: Layout d'impianto su IGM con i limiti amministrativi dei comuni interessati

Le turbine eoliche sono collegate mediante un sistema di linee elettriche interrato di Media Tensione a 33 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell'impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Le linee elettriche in Media Tensione vengono collegate alla SEU 150/33 kV, posizionata ad Ovest rispetto agli aerogeneratori di progetto e che a sua volta si collega alla Stazione Elettrica 150 kV della RTN Terna mediante una linea elettrica interrata a 150 kV.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (CP202200734-1), fornita da Terna, prevede che l'impianto eolico in progetto venga collegato in antenna a 150 kV sulla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana".

L'area di progetto (**Figura 2.4**) si raggiunge partendo dal Porto di Oristano, percorrendo la E25 da Oristano fino all'uscita per Nuoro/Olbia sulla strada SS131dcn, SP38, SP51 fino a Oliena, 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.

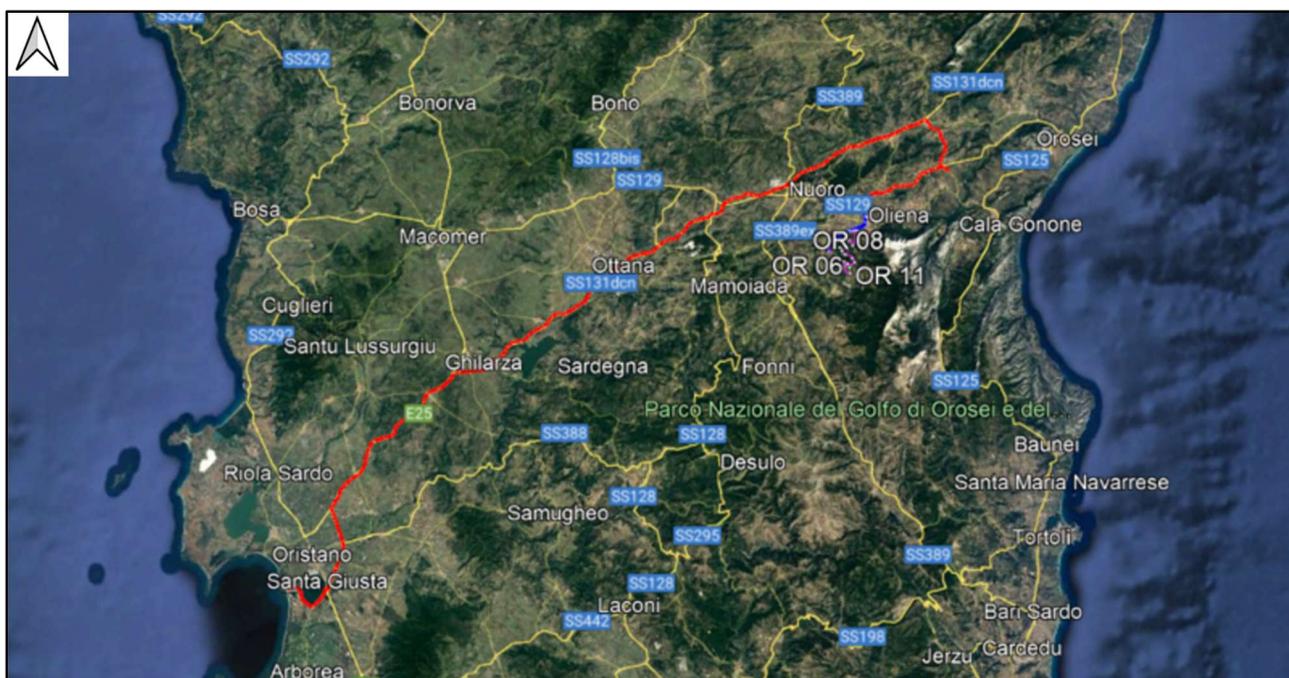


Figura 2.4: Viabilità di accesso al sito dal Porto Industriale di Oristano su immagine satellitare

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 si prevede di installare un aerogeneratore 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 ed è posto sopravvento al sostegno con mozzo rigido in acciaio.

Altre caratteristiche principali sono riassunte nella **Tabella 2.1.1** e in allegato alla presente.

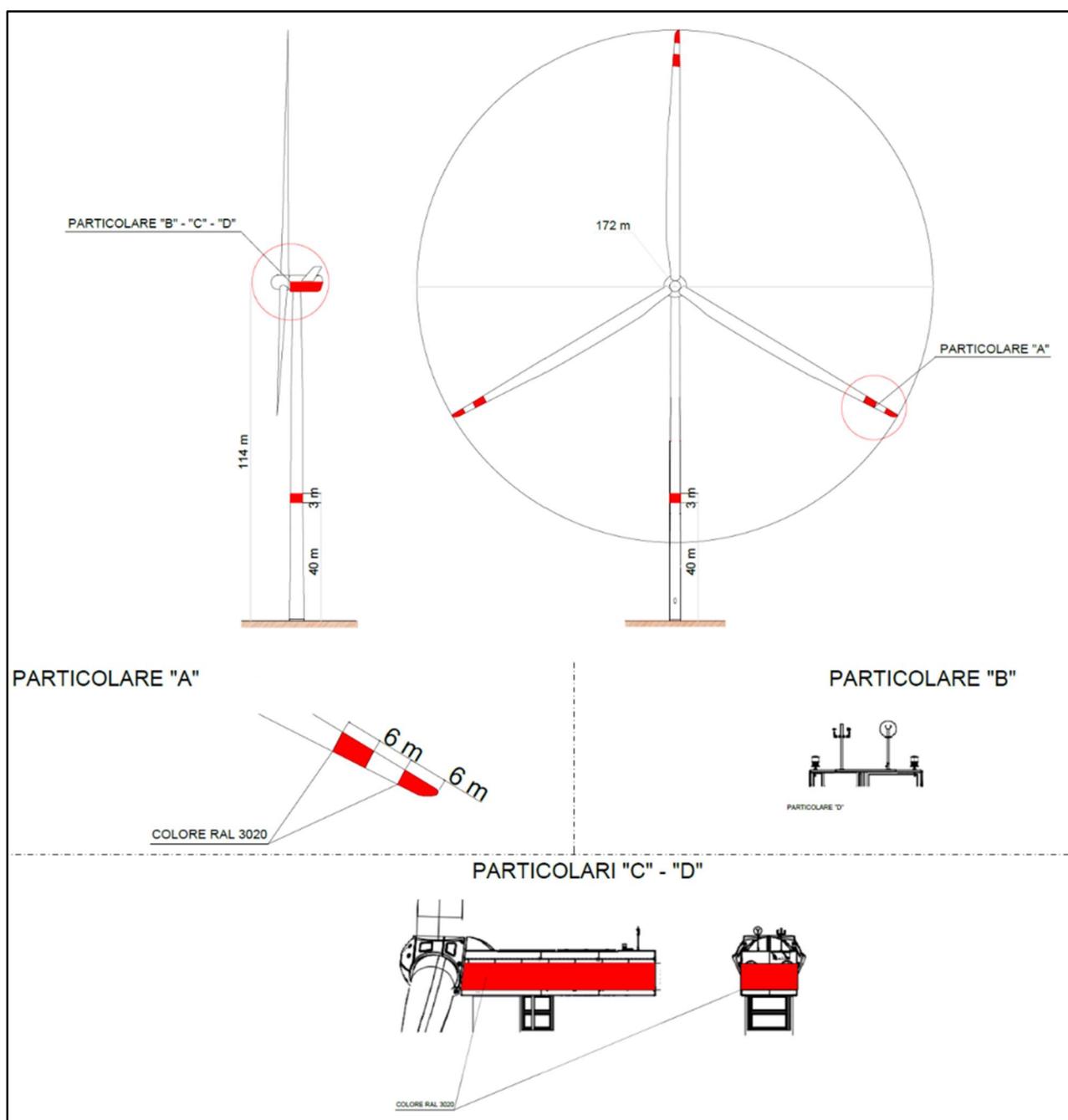


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore V172 – 7,2 MWp – HH = 114 m – D = 172 m

DATI OPERATIVI		ELETTRICO	
REGOLAZIONE POTENZA		Passo regolato con velocità variabile	
Potenza nominale standard	7.200 kW	Frequenza	50/60 Hz
Velocità del vento inserita	3 m/s	Convertitore	su vasta scala
Velocità del vento interrotta	25 m/s	RIDUTTORE	
Classe del vento	CEI 5	Tipo	due stadi planetari
Intervallo di temperatura operativa standard	da -20°C* a +45°C	TORRE	
Funzionamento con vento forte disponibile di serie		Altezze del mozzo	114 m (IEC S), 150 m (IEC S), 164 m (DIBt), 166 m (IEC S), 175 m (DIBt) e 199 m (DIBt)
POTENZA SONORA		*Torri specifiche del sito disponibili su richiesta	
Massimo	106,9 dB(A)**	SOSTENIBILITÀ	
**Modalità audio ottimizzate disponibili a secondo del sito e del Paese		Impronta ecologica	6,4 g di CO2e/kWh
ROTORE		Ritorno in pareggio energetico	6,9 mesi
Diametro del rotore	172m	Ritorno energetico a vita	34 volte
Zona spazzata	23.235 m ²	Tasso di riciclabilità	86,6%
Freno aerodinamico	piumaggio completo della lama con 3 cilindri a passo		

Tabella 2.1.1: Specifiche tecnica aerogeneratore Vestas V172 – 7,2 MW

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 perseguibile 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** è riportata una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e per quelli di nuova realizzazione.

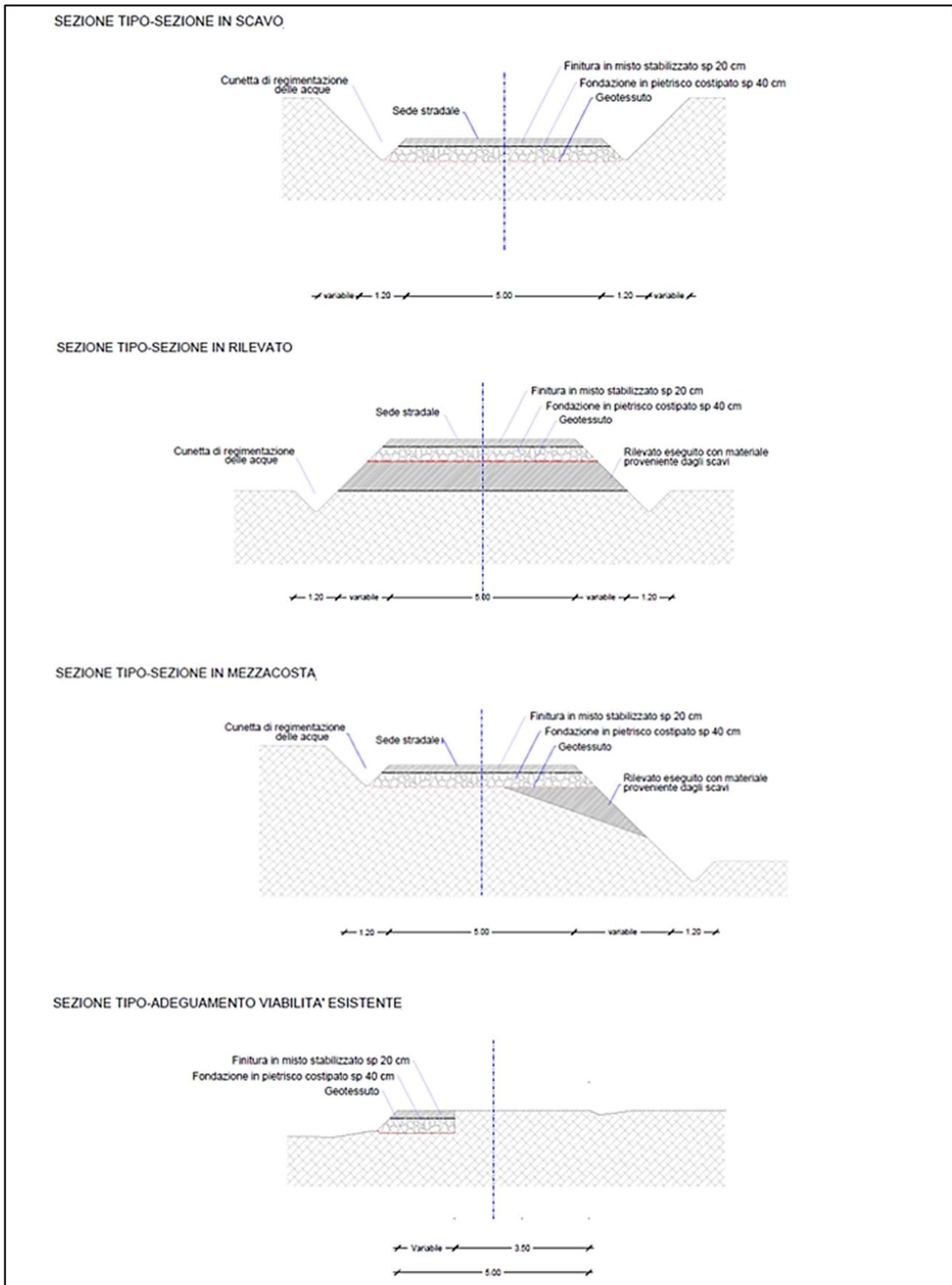


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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, necessaria alla fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

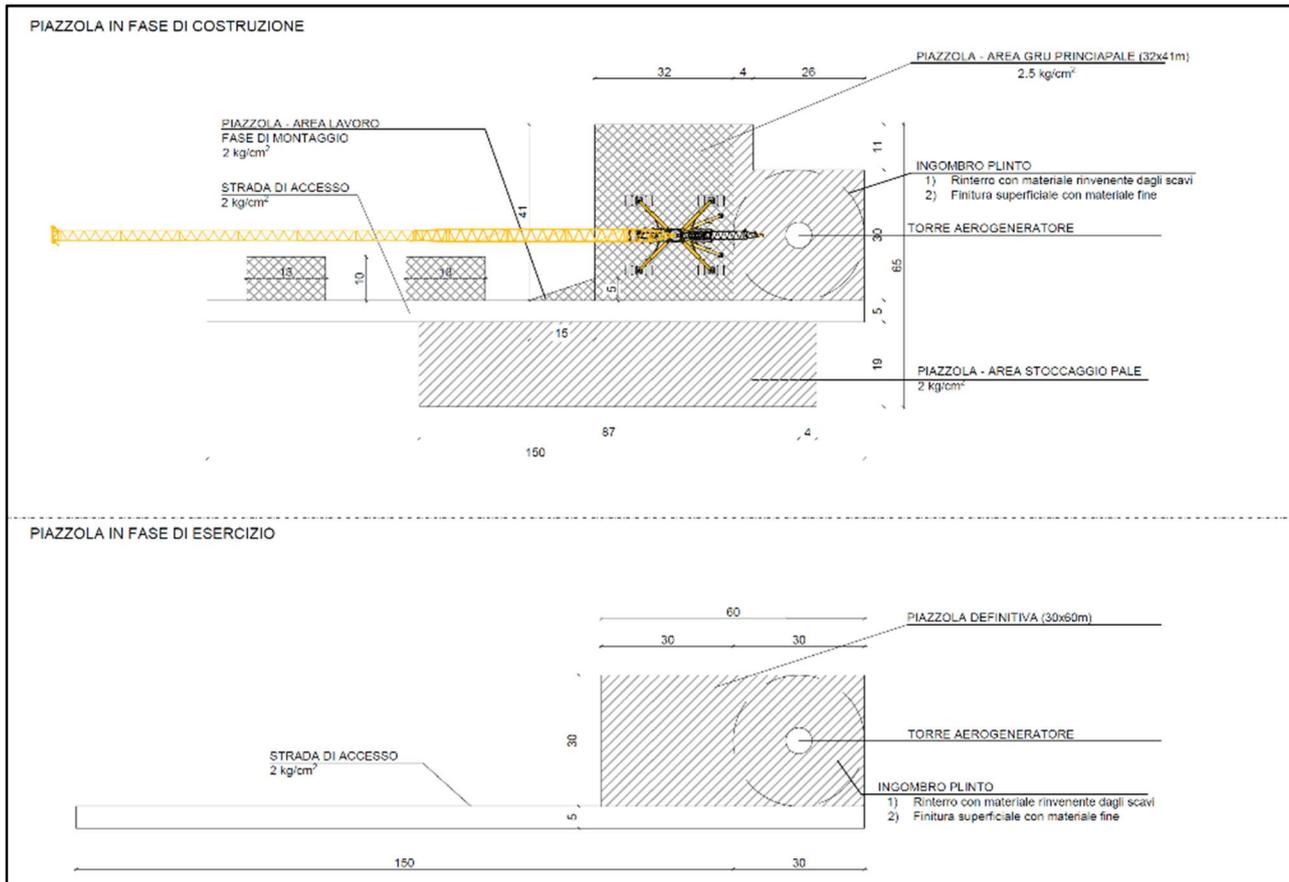


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

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

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla Stazione Elettrica Utente tramite un cavidotto interrato. All'interno della sottostazione è ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (SCADA) del parco eolico che consente di valutare da remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della relativa gestione.

All'interno della torre sono installati:

- l'arrivo cavo BT dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore 33 kV/BT;
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT di alimentazione dei servizi ausiliari;

- quadro di controllo locale.

2.3.2. Impianto BESS (Battery Energy Storage System)

L'impianto eolico è dotato di un sistema di accumulo di energia (BESS) di potenza pari a 30,6 MWp.

Il BESS è localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV, nel Comune di Orgosolo (NU), come rappresentato nella **Figura 2.2.**

Il BESS è un sistema costituito da apparecchiature e dispositivi in grado di immagazzinare a livello elettrochimico l'energia al fine di convertirla in energia elettrica in Media Tensione.

In particolare, l'impianto di accumulo è costituito da un insieme di celle elettrochimiche connesse elettricamente tra loro in serie e parallelo in modo da formare i singoli moduli batterie, i quali, a loro volta, sono connessi elettricamente tra loro in serie e parallelo e assemblati in un unico sistema (armadio batteria).

Le batterie adoperate sono agli ioni di litio e presentano un'aspettativa di vita pari alla vita di impianto prevista in condizioni operative standard all'aperto.

Un sistema di controllo batterie (BMS, Battery Management System) assicura la gestione, il controllo e il monitoraggio locale degli assemblati-batterie, mentre il PCS (Power Conversion System) assicura la conversione bidirezionale della corrente da AC/DC.

La gestione e il controllo locale dell'impianto è assicurato dal Sistema di Controllo Integrato (SCI).

I componenti e le apparecchiature principali del sistema di accumulo sono di seguito elencati:

- celle elettrochimiche;
- moduli batterie;
- sistema di gestione, controllo e monitoraggio locale delle batterie (BMS);
- sistema di conversione di corrente AC/DC (PCS);
- sistema di gestione e controllo dell'impianto (SCI);
- trasformatori di potenza MT/BT;
- quadri elettrici MT;
- sistema di misurazione;
- servizi ausiliari;
- sistema SCADA in grado di garantire la supervisione, il controllo e la raccolta dei dati relativi all'impianto;
- container batterie.

Al fine di ottenere la potenza totale di 30,6 MW, la configurazione finale dell'impianto di accumulo di energia è ottenuta replicando 8 volte l'unità base presa in considerazione, come rappresentato nella **Figura 2.3.2.2.**



Figura 2.3.2.2: Configurazione dell'impianto BESS

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "OROE059 Relazione descrittiva BESS".

2.3.3. Stazione Elettrica Utente di trasformazione

La Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV sarà realizzata in un'area morfologicamente piuttosto pianeggiante e localizzata a Nord del centro abitato di Orgosolo (NU) a circa 6 km in direzione Nuoro e a Nord-Ovest rispetto ad un immaginario punto baricentrico rispetto al gruppo degli aerogeneratori.

La SEU 150/33 kV è collegata alla Stazione Elettrica 150 kV della RTN Terna di Nuoro attraverso una terna di cavi interrati a 150 kV.

All'interno della SEU è installato un trasformatore 150/33 kV di potenza non inferiore a 140 MVA.

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

- 1 trasformatore da 150/33 kV di potenza 140 MVA ONAN/ONAF;

- interruttori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari.

Le caratteristiche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "OROE069 Schema elettrico unifilare impianto utente".

Le sezioni MT e BT sono costituite 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.

La planimetria elettromeccanica della sottostazione e le caratteristiche delle apparecchiature presenti sono riportate in dettaglio rispettivamente negli elaborati di progetto "OROE073 Sottostazione Elettrica Utente – planimetria e sezione elettromeccanica" e "OROE069 Schema elettrico unifilare impianto utente".

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV.

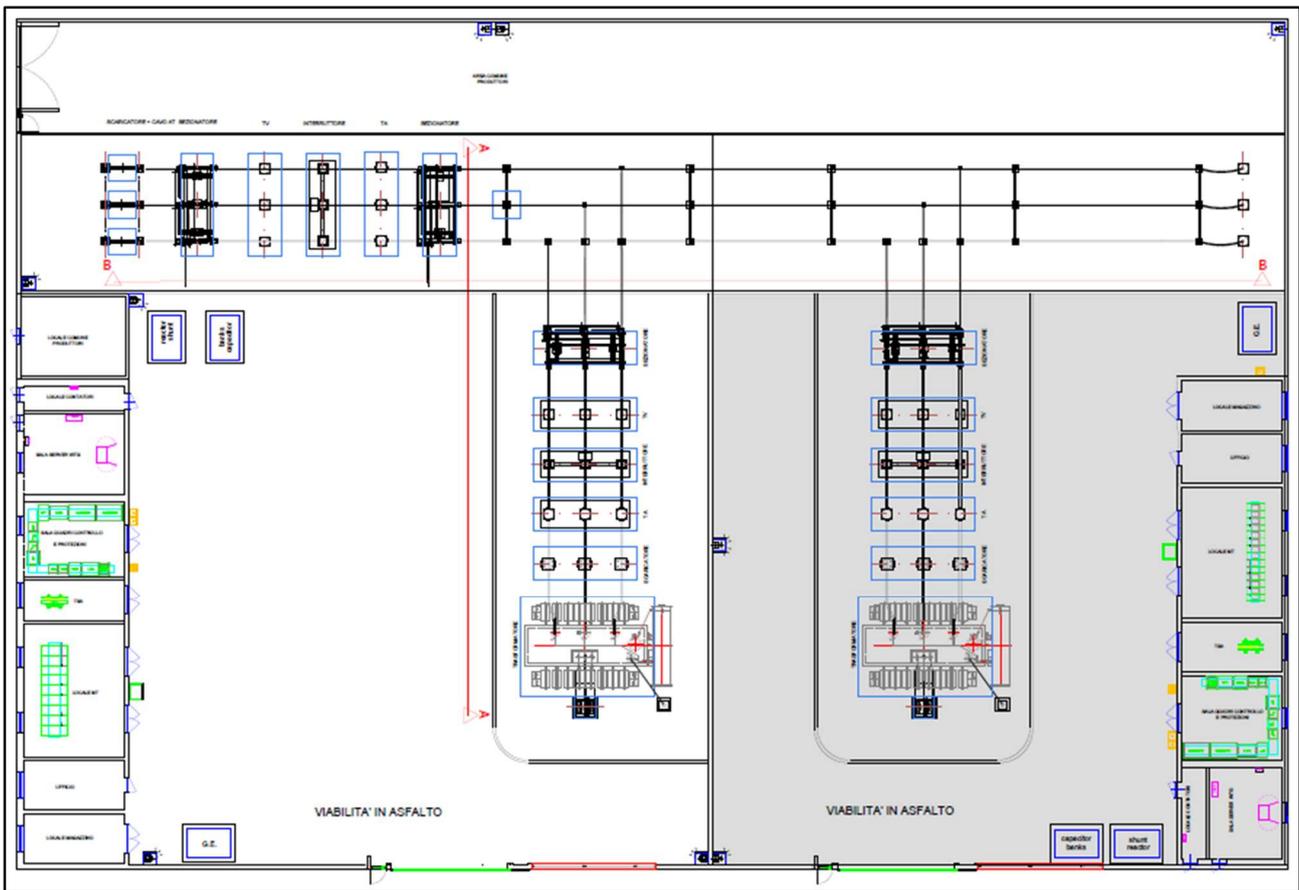


Figura 2.3.3.1: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 150/33 kV

Presso la Stazione 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 e il locale delle celle a 150 kV (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "OROE073 Sottostazione Elettrica Utente - piante, prospetti e sezioni").

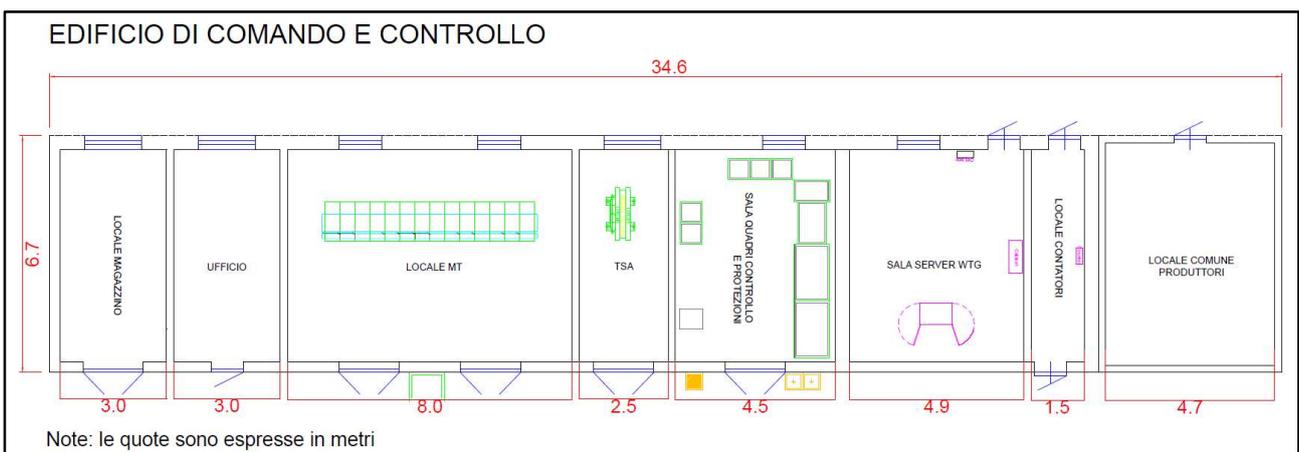


Figura 2.3.3.2: Pianta edificio di comando e controllo della SEU 150/33 kV

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.

2.3.4. Linee elettriche di collegamento MT

Il Parco Eolico Orgosolo - Oliena è caratterizzato da una potenza complessiva di 109,8 MW, ottenuta da 11 aerogeneratori, di potenza di 7,2 MW ciascuno, e da un BESS da 30,6 MW.

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) di 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 [MW]
CIRCUITO A	OR 01 – OR 04	14,4
CIRCUITO B	OR 03 – OR 02	14,4
CIRCUITO C	OR 11 – OR 10	14,4
CIRCUITO D	OR 07 – OR 05 – OR 06	21,6
CIRCUITO E	OR 08 – OR 09	14,4

Tabella 2.3.4.1: 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 indicata la terna di cavi adoperati per ogni tratto di linea e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci, in smistamento e in fine linea, è riportato nella **Figura 2.3.4.1**.

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci o smistamento (OR 06) e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV.

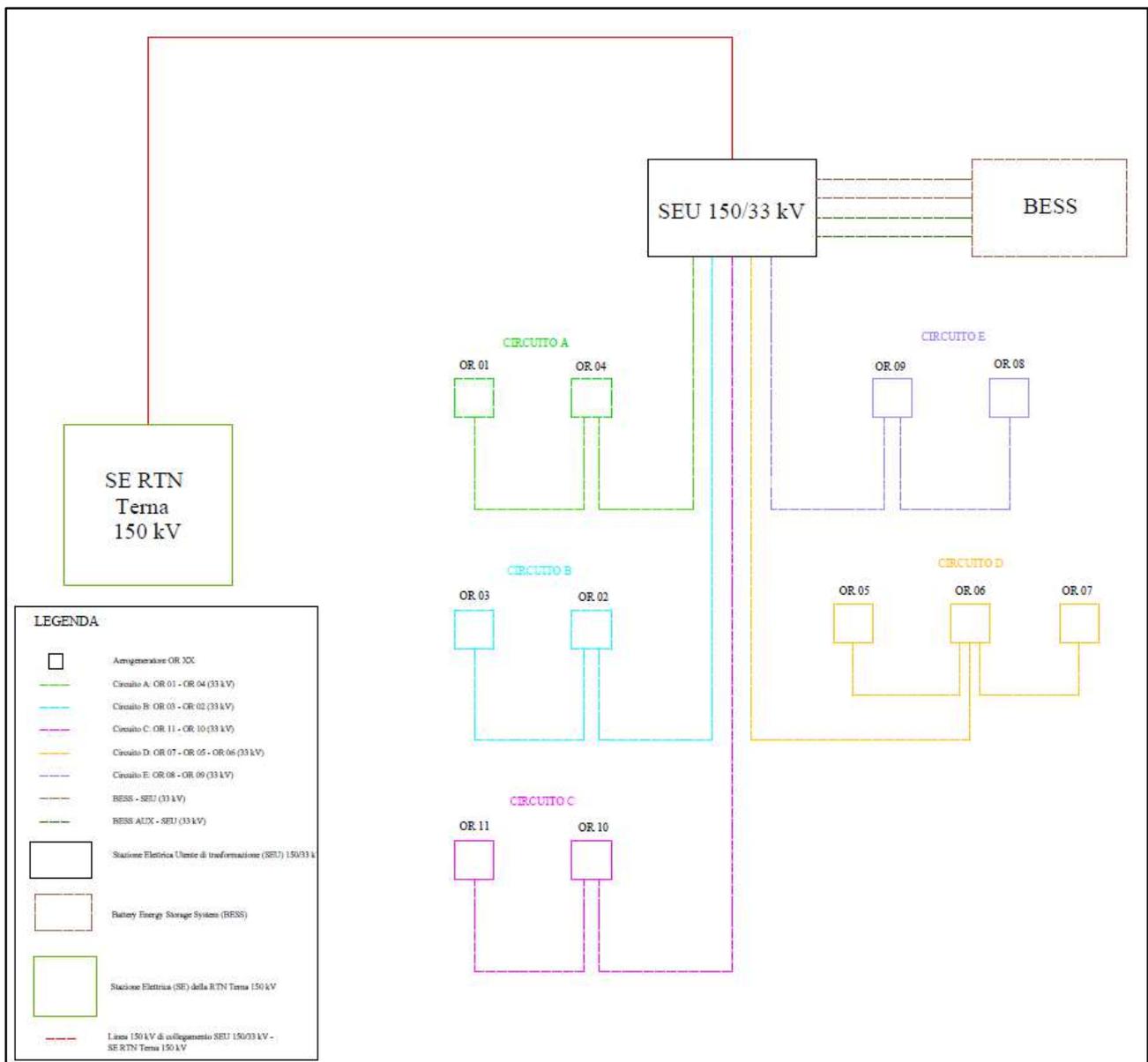


Figura 2.3.4.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Orgosolo - Oliena

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

In particolare, uno dei possibili cavi da impiegare 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 nel caso di

una o più trincee presenti in trincea (maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "OROE067 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente").

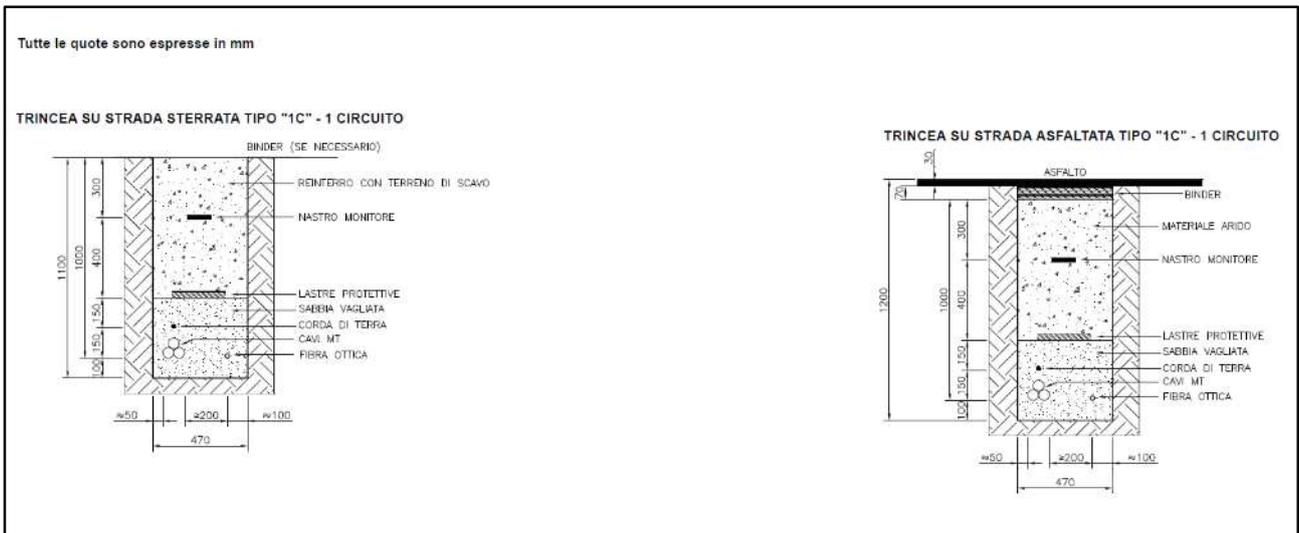


Figura 2.3.4.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

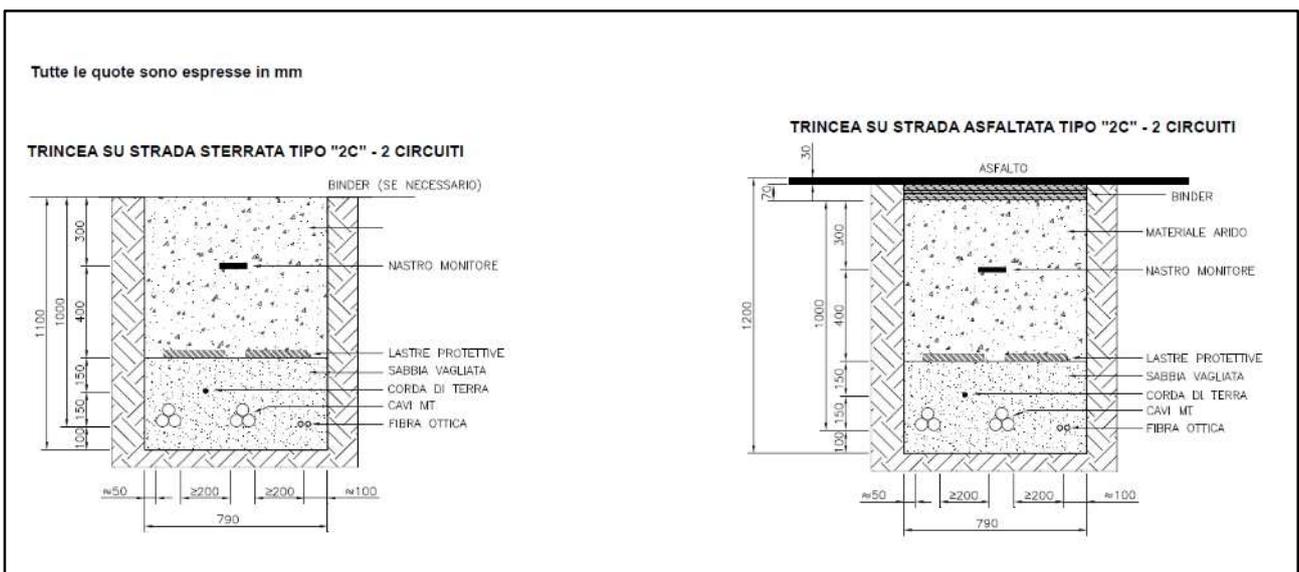


Figura 2.3.4.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due trincee di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

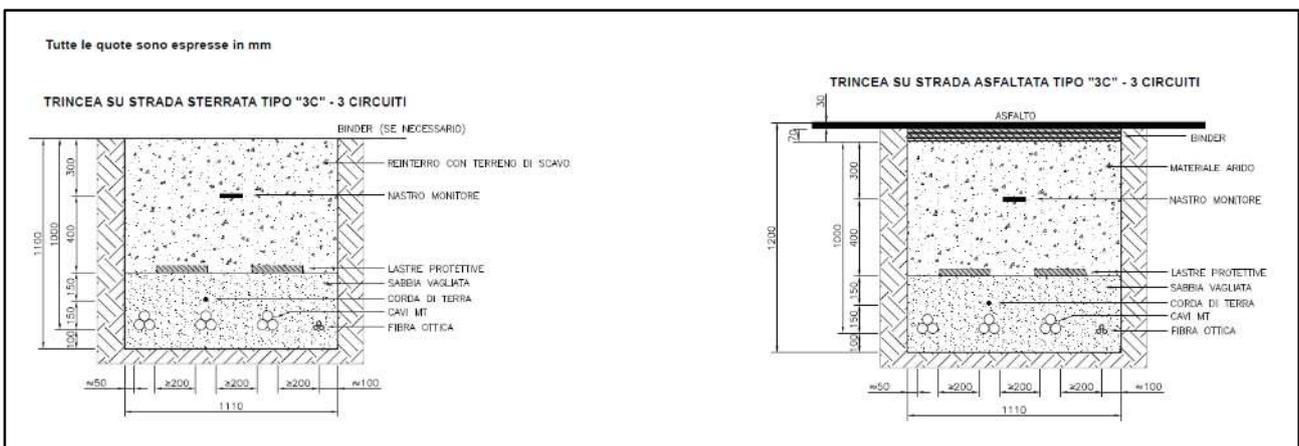


Figura 2.3.4.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre trincee di cavi in parallelo su strada sterrata e

asfaltata

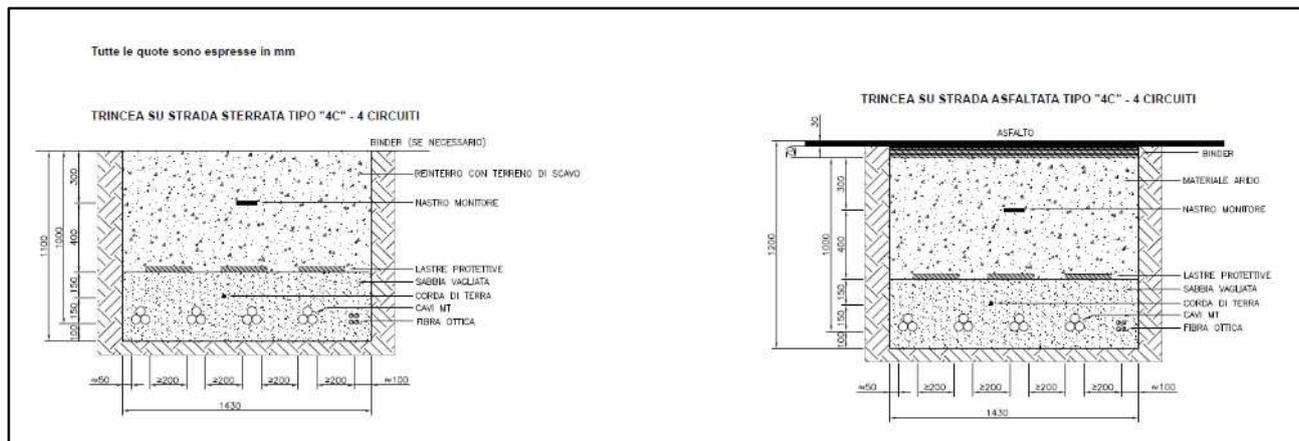


Figura 2.3.4.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

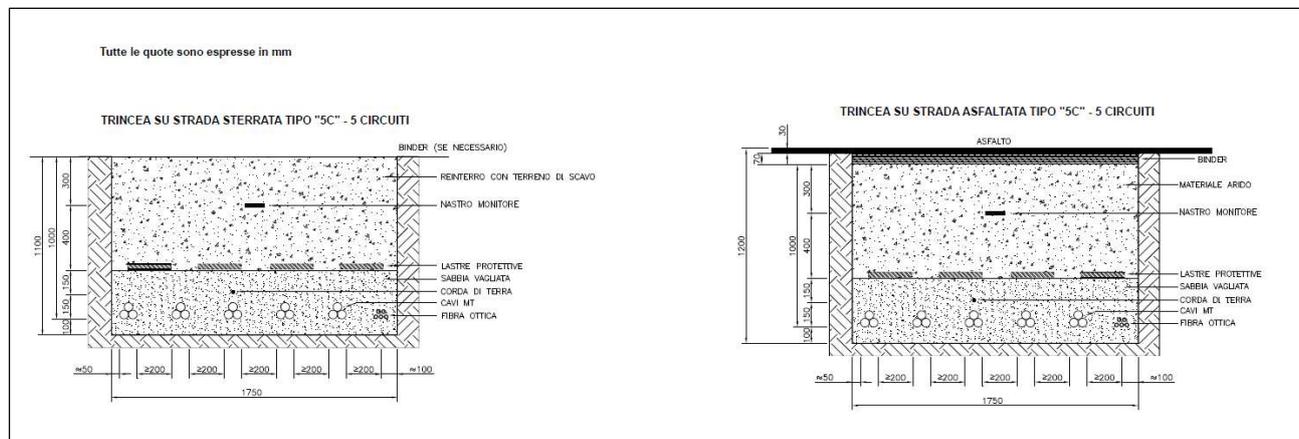


Figura 2.3.4.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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 adopera 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.

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.

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 (elaborato di progetto "OROE067 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente").

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, in accordo con la Normativa vigente.

2.3.5. Linea elettrica di collegamento 150 kV

Il collegamento tra la SEU 150/33 kV e la Stazione Elettrica 150 kV della RTN Terna di Nuoro è realizzato tramite linea direttamente interrata a 150 kV di lunghezza di circa 18,6 km e composta 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 monitore 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 "OROE077 Sezione tipica della trincea cavidotto AT".

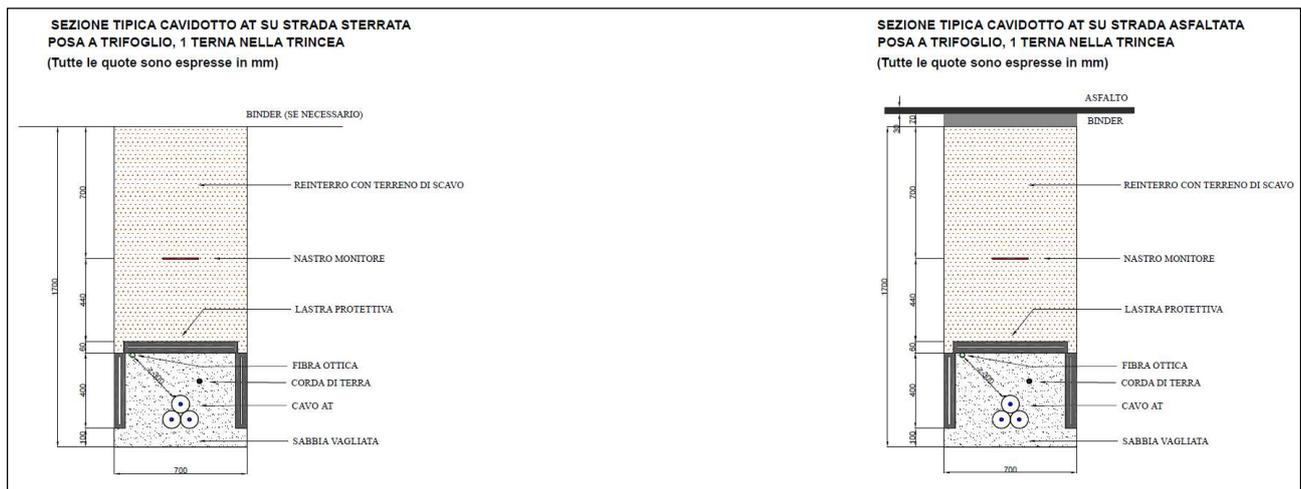


Figura 2.3.5.1: Sezione tipica del cavidotto AT

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.

2.3.6. Stazione Elettrica della RTN Terna 150 kV di Nuoro

La Stazione Elettrica della RTN Terna è localizzata nel Comune di Nuoro.

Le apparecchiature che costituiscono lo stallo all'interno della SE 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. DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto eolico avrà una vita di circa 30 anni che inizierà con le opere di approntamento di cantiere fino alla dismissione dello stesso e il ripristino dei luoghi occupati.

Il progetto prevede tre fasi:

- a) costruzione;
- b) esercizio e manutenzione;
- c) dismissione.

3.1. Costruzione

Le opere di costruzioni riguardano le seguenti tipologie:

- opere civili;
- opere elettriche e di telecomunicazione;
- opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

3.1.1. Opere civili

Le opere civili riguardano il movimento terra per la realizzazione di strade e piazzole necessarie per la consegna in sito dei vari componenti dell'aerogeneratore e la successiva installazione.

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori avranno una dimensione pari a circa 1100 mq come riportato nell'elaborato di progetto "OROC041 Pianta e sezione della piazzola tipologica (fase di cantiere e di esercizio)".

La consegna in sito delle pale e delle torri avverrà mediante l'utilizzo di rimorchi semoventi e blade lifter (mezzi eccezionali che consentono di ridurre gli ingombri in fase di trasporto in curva) al fine di minimizzare i movimenti terra e gli interventi di adeguamento della viabilità esterna di accesso al sito.

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato di tipo diretto.

La connessione tra la torre in acciaio e la fondazione avverrà attraverso una gabbia di tirafondi opportunamente dimensionati al fine di trasmettere i carichi alla fondazione stessa e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale.

La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuata sulla base della relazione geologica e in conformità alla normativa vigente.

I carichi dovuti al peso della struttura in elevazione, al sisma e al vento, in funzione delle caratteristiche di amplificazione sismica locale e delle caratteristiche geotecniche puntuali del sito consentiranno la progettazione esecutiva delle fondazioni affinché il terreno di fondazione possa sopportare i carichi trasmessi dalla struttura in elevazione.

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione diretta con forma tronco-conica di diametro alla base pari a 20 m.

3.1.2. Opere elettriche e di telecomunicazione

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere così suddivise:

- opere di collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra questi ultimi e la Stazione Elettrica di

trasformazione Utente, tra il BESS e la Stazione Elettrica di trasformazione Utente;

- opere elettriche relative alla SEU 150/33 kV;
- opere elettriche inerenti al BESS;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la SEU 150/33 kV, tra il BESS e la SEU 150/33 kV e tra quest'ultima e la stazione Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la SEU 150/33 kV avverranno tramite linee interrato, esercite a 33 kV, ubicate lungo la rete stradale esistente e sui tratti di strada di nuova realizzazione che verranno poi utilizzati nelle fasi di manutenzione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla SEU 150/33 kV, dalla quale, mediante una linea elettrica interrata esercita a 150 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN 150 kV di Nuoro.

Come anticipato, all'interno del parco eolico verrà realizzata una rete in fibra ottica per collegare tutte le turbine eoliche ad una sala di controllo interna alla SEU attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto.

La rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo realizzato per la posa in opera delle linee di collegamento elettrico.

3.1.3. Installazione aerogeneratori

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori.

Il progetto prevede di raggiungere ogni piazzola di montaggio per scaricare i componenti, installare i primi due tronchi di torre direttamente sulla fondazione (dopo che quest'ultima avrà superato i 28 giorni di maturazione del calcestruzzo e dopo l'esito positivo dei test sui materiali) e stoccare in piazzola i restanti componenti per essere installati successivamente con una gru di capacità maggiore.

Completata l'installazione di tutti i componenti, si procederà successivamente al montaggio elettromeccanico interno alla torre affinché l'aerogeneratore possa essere connesso alla Rete Elettrica e, dopo opportune attività di commissioning e test, possa iniziare la produzione di energia elettrica.

3.2. Esercizio e manutenzione

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Le torri eoliche sono dotate di sistema di telecontrollo, ovvero durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche e, in caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, verranno eseguiti sulle parti

elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 33 kV posto a base della torre.

Inoltre, sarà previsto un piano di manutenzione della viabilità e delle piazzole al fine di garantire sempre il raggiungimento degli aerogeneratori ed il corretto deflusso delle acque in corrispondenza dei nuovi tratti di viabilità.

3.3. Dismissione dell'impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia.

In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione.

Esaurita la vita utile dell'impianto è possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nell'elaborato di progetto "OREG003 Piano di dismissione".

4. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;
- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto che, grazie alla propria particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di

combustibile di tipo tradizionale (gasolio, gas o combustibili fossili) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Il servizio offerto dall'impianto in progetto consiste nell'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e nella conseguente diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica dovute ai processi delle centrali termoelettriche tradizionali.

Per valutare quantitativamente la natura del servizio offerto, possono essere considerati i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale (fonte IEA):

CO ₂ (anidride carbonica)	496 g/kWh
S ₀₂ (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO ₂ (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

Tabella 4.1.1 - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - *Fonte IEA*

Sulla scorta di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	79.200,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	163.231.200,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	80.962,68
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	151,81
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	94,67
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	4,73
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	90.684,00

Tabella 4.1.2: Valore dei benefici attesi dalla produzione di energia eolica

Data la previsione di immettere in rete l'energia generata dall'impianto in progetto, risulta significativo quantificare la copertura offerta della domanda energetica in termini di utenze familiari servibili, considerando per quest'ultime un consumo medio annuo di 1.800 kWh.

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a 163,23 **GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 90.000 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici, alla transazione ecologica e all'indipendenza energetica della nostra Nazione.

La realizzazione del progetto risulta avere, inoltre, impatti positivi sul territorio interessato sia a breve

che a lungo termine.

In primis va evidenziato il positivo impatto sul livello occupazionale dell'area sia in fase di realizzazione a breve termine che in fase di esercizio a lungo termine.

In secondo luogo, le infrastrutture viarie a servizio del parco eolico subiranno un miglioramento grazie agli interventi di adeguamento previsti da cui la popolazione locale trarrà benefici a lungo termine.

5. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti di sviluppo locale che la Società valuterà di proporre a titolo volontario a seguito della realizzazione del parco eolico e in ottica di compensazione ambientale nei limiti di spesa previsti per legge:

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- 2) Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- 3) Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- 4) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 5) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- 6) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 7) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione, BESS e delle piazzole definitive;
- 8) Bonifiche di eventuali siti inquinati a seguito di abbandono illecito dei rifiuti.
- 9) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, nel Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato con la deliberazione della Giunta Regionale n. 45/40 del 2 agosto 2016, della Delibera di Giunta Regionale N. 59/90 del 27.11.2020, in merito all'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, da quanto riportato nel Piano Paesistico Regionale, approvato con L.R. n. 8 il 25/11/2004, delle regole di buona progettazione e corretto inserimento ritenute opportune al fine di minimizzare gli impatti sull'area di progetto.

Nel seguente elenco vengono riportati, in maniera non esaustiva, le principali aree prese in considerazione per la corretta definizione del layout d'impianto in funzione del quadro normativo di settore vigente in Sardegna:

1. Aree non idonee FER come da DGR 59/90 del 27.11.2020)
2. Progetto natura (SIC, ZPS, EUAP, Riserve, aree umide);
3. Distanza da attenzionare dai perimetri aree Natura 2000 pari ad un buffer di 3000 m;
4. Immobili e aree di notevole interesse pubblico (D.lgs 42/2004);
5. Siti e aree archeologiche con buffer di 500 m.
6. Aree percorse dal fuoco negli ultimi 10 anni;
7. Aree boscate;
8. Distanze di rispetto dagli insediamenti rurali al fine di limitare gli impatti visivi, acustici e di ombreggiamento, per cui ogni singolo aerogeneratore dovrà rispettare una distanza pari a:
 - 300 m da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario diurno (h. 6.00 – h. 22.00);
 - 500 m da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario notturno (h. 22.00 – 6.00), o case rurali ad utilizzazione residenziale di carattere stagionale;
 - 700 m da nuclei e case sparse nell'agro, destinati ad uso residenziale, così come definiti all'art. 82 delle NTA del PPR.
9. Zone umide, Habitat naturali con buffer 1000 m da attenzionare;
10. Distanza delle turbine dal perimetro dell'area urbana pari ad un buffer di 1200 m;
11. Distanza da strade provinciali o nazionali e da linee ferroviarie pari ad un buffer di 220 m;
12. Distanza da strade che conducono ad abitazioni singole pari ad un buffer 100 m;
13. Distanza dell'elettrodotto aereo AT, SEU e RTN pari a un buffer di 1000 m dall'edificato urbano;
14. Distanza da elettrodotti aerei 150 kV esistenti e di futura realizzazione pari ad buffer di 200 m (ribaltamento);
15. Distanze di rispetto dai beni paesaggistici e identitari (Nuraghi) pari ad un buffer di 200 m (ribaltamento);
16. Distanze dai fiumi pari ad un buffer di 150 m;
17. Distanze dai laghi pari ad un buffer di 300 m;
18. Vincolo idrogeologico;
19. Vincoli PAI R1 e R2 da attenzionare con particolari accorgimenti progettuali per ridurre il livello di rischio;

20. Vincoli PAI R3 e R4 da non interessare.

6.1. Criteri di progettazione strutture e impianti

È prassi consolidata far riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 “Design requirements”. Questa norma fornisce prescrizioni per la progettazione degli aerogeneratori col fine di assicurarne l'integrità tecnica e, quindi, un adeguato livello di protezione di persone, animali e cose contro tutti i pericoli di danneggiamento che possono accadere nel corso del ciclo di vita degli stessi. Si deve sottolineare che tutte le prescrizioni della serie di norme IEC 61400 non sono obbligatorie; è chiaro, d'altro canto, che i modelli di aerogeneratori che vengono prodotti secondo gli standard in essa contenuti possono ben definirsi come quelli più sicuri sul mercato.

Si precisa che la progettazione e le verifiche di una struttura in Italia sono effettuate, ai sensi del D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 20 febbraio 2018 n. 8 - Suppl. Ord.) “Norme tecniche per le Costruzioni” (di seguito NTC2018) e della Circolare 21 gennaio 2019 n. 7 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 11 febbraio 2019 n.5-Suppl.Ord.) “Istruzioni per l'applicazione dell' Aggiornamento delle Norme Tecniche delle Costruzioni” di cui al D.M. 17 gennaio 2018”.

Per quanto non diversamente specificato nella suddetta norma, per quanto riportato al capitolo 12 delle NTC 2018, si intendono coerenti con i principi alla base della stessa, le indicazioni riportate nei seguenti documenti:

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

Inoltre, a integrazione delle presenti norme e per quanto con esse non in contrasto, possono essere utilizzati i documenti di seguito indicati che costituiscono riferimenti di comprovata validità:

- Istruzioni del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida del Servizio Tecnico Centrale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida per la valutazione e riduzione del rischio sismico del patrimonio culturale e successive modificazioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, previo parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sul documento stesso;
- Istruzioni e documenti tecnici del Consiglio Nazionale delle Ricerche (C.N.R.).

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore ha tenuto conto della direzione prevalente del vento in si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a

45°) e 5 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento

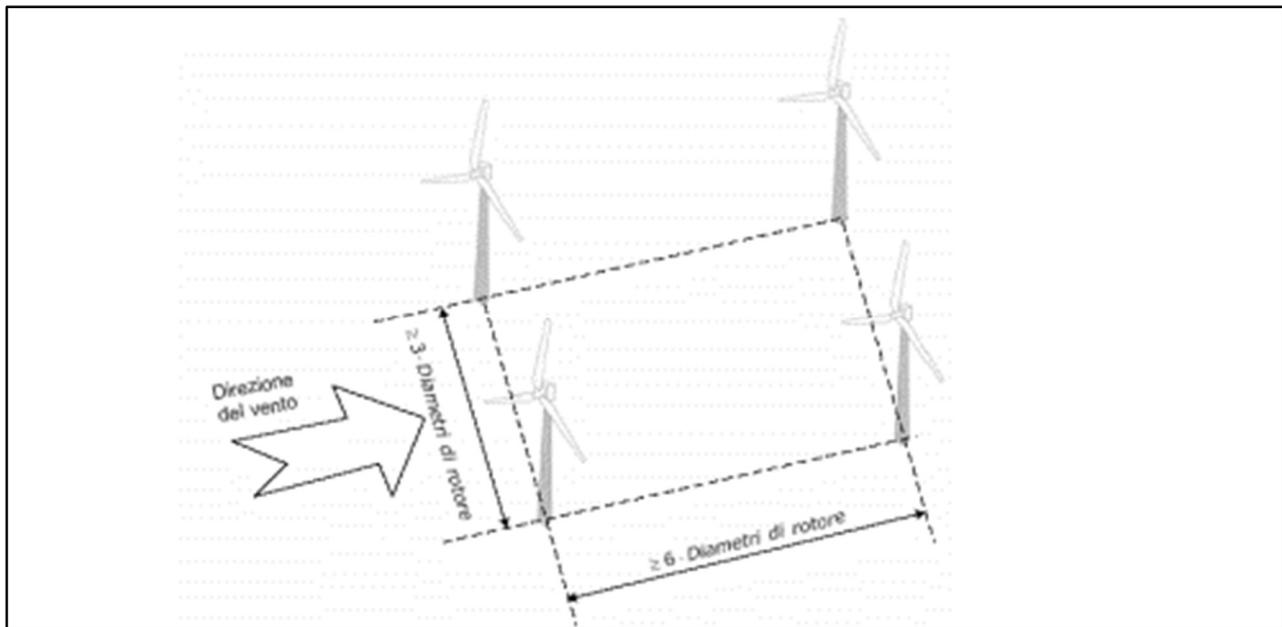


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

In merito alla valutazione della sicurezza dell'impianto sono stati presi in considerazione gli effetti di:

- shadow-flickering;
- impatto acustico;
- impatto elettromagnetico;
- rottura accidentale di organi rotanti.

7.1. Effetti di shadow-flickering

Lo shadow - flickering indica l'effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento interferiscono con la luce solare in maniera intermittente. Tale variazione alternata di intensità luminosa, a lungo andare, può provocare fastidio alle persone che vivono nelle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. La possibilità e la durata di tali effetti dipendono, dunque, da queste condizioni ambientali: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un ricettore sensibile.

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: "ORSA106 Studio sugli effetti dello shadow flickering".

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 11 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Orgosolo Oliena in corrispondenza dei ricettori più sensibili ai nuovi aerogeneratori.

Nella stima effettuata si assumono le seguenti ipotesi restrittive:

- l'impianto eolico sempre in funzione durante le ore di sole;
- altezza minima del sole sull'orizzonte pari a 3° ;
- piano del rotore sempre ortogonale alla congiungente tra l'osservatore e il sole;
- totale assenza di ostacoli o schermi vegetazionali presenti negli spazi circostanti i possibili ricettori e che potrebbero inficiare il fenomeno;
- ricettori in modalità "green house", ovvero le finestre delle abitazioni attenzionate non orientate in una particolare direzione ma omnidirezionali.

Dai risultati ottenuti è stato possibile verificare che per ogni ricettore il valore atteso delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore al valore di 30 ore/anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, a meno di 5 ricettori per i quali il suddetto valore è superiore a tale limite ma, come analizzato nello studio specifico, il fenomeno non altera le condizioni di sicurezza per i relativi utilizzatori.

7.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della "ORSA103 Studio previsionale d'impatto acustico" a cui si rimanda per maggiori dettagli.

In particolare, al fine di simulare l'impatto acustico delle pale eoliche sull'ambiente sono stati effettuati rilevamenti fonometrici ante operam per individuare il rumore di fondo presente prima dell'installazione del parco eolico. Successivamente è stata effettuata una previsione dell'alterazione del campo sonoro prodotto dall'impianto in progetto.

Dall'analisi previsionale svolta si evince che le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 44 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun ricettore sensibile.

Il livello di emissione/immissione presso i ricettori sensibili e la verifica del livello differenziale sono rispettati.

Pertanto, alla luce delle misurazioni effettuate e relativi calcoli previsionali, si evince che il parco eolico in progetto, non produce inquinamento acustico, essendo che le emissioni previste sono conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente, e rispettano i limiti del piano di zonizzazione acustica.

7.3. Impatto elettromagnetico

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento e dovute potenzialmente al cavidotto MT e AT, alla stazione elettrica d'utenza e alla stazione condivisa, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'Elettromagnetismo (D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08) a cui si rimanda per i

dettagli: “ORSA104 Relazione impatto elettromagnetico”).

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che nell’area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni al di fuori della norma. L’analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere NON SIGNIFICATIVI sulla popolazione.

Inoltre, poiché gli unici potenziali ricettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e smi).

7.4. Rottura accidentale di organi rotanti

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell’attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica Relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: “ORSA105 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti”.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza pari a circa 226,7 m che rappresenta il valore di gittata massima stimato, non ricade nessun fabbricato sensibile.

8. INQUADRAMENTO DELL’AREA DI PROGETTO

8.1. Caratteristiche di ventosità dell’area d’impianto

Il progetto è stato studiato in un’area che presenta un quadro anemologico idoneo all’installazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica, come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti storici presenti in un’area circolare di raggio 15 km dall’impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell’area con la rappresentazione del vento ad un’altezza dal suolo pari a 100 m e relativa rosa dei venti che indica OVEST-SUD-OVEST quale direzione prevalente del vento.

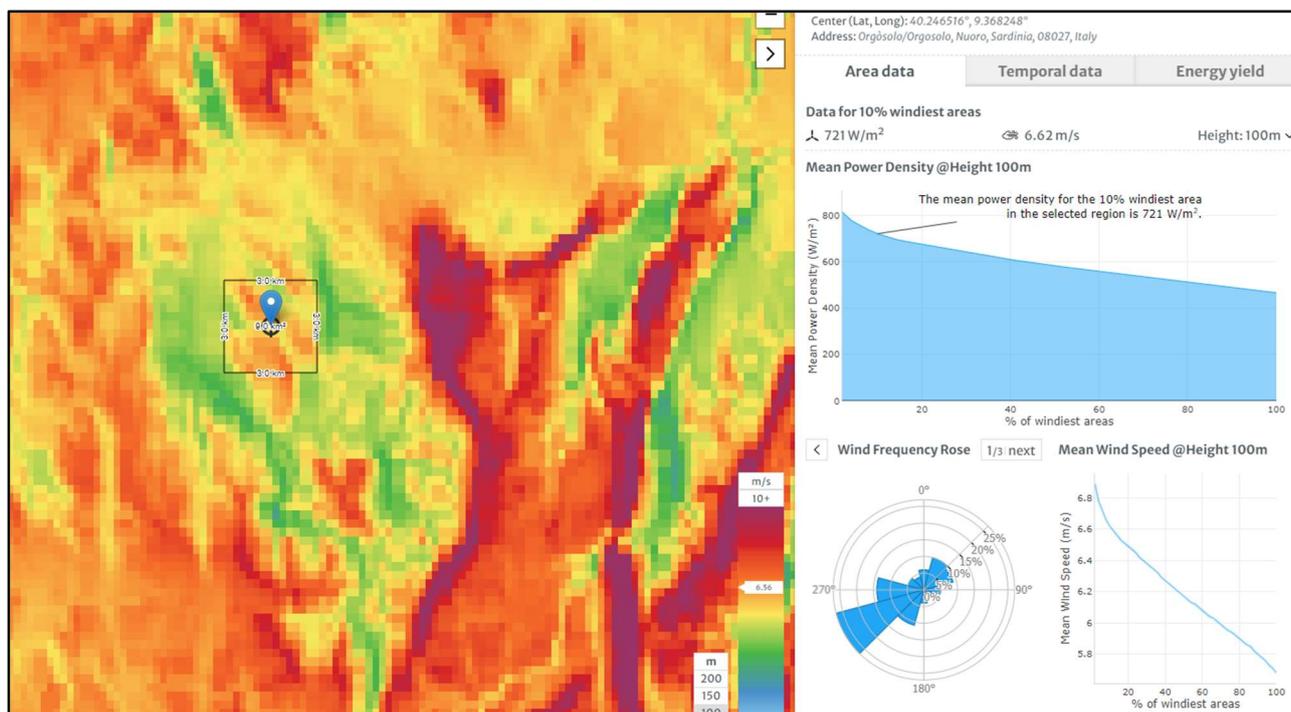


Figura 8.1.1: Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (Fonte globalwindatlas.info/en)

Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "OREG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità" da cui è stata estratta la tabella di sintesi sotto riportata.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	79,2 MW
Modello WTG	VESTAS V172 7.2 MW (IECS)
Potenza nominale WTG	7,2 MW
N° di WTG	11
Classe IEC	S
Diametro del rotore	172 m
Altezza del mozzo	114 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (free)	6,1 m/s
Produzione netta (cedibile alla rete)	187.284 MWh
Ore equivalenti	2168

Tabella 8.1.1: Risultati stima producibilità

8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento

L'area dove verrà realizzato il Parco eolico Orgosolo-Oliena è caratterizzata esclusivamente da un basamento di roccia intrusiva granitoida, ovvero trattasi di granitoidi tardo ercinici appartenenti all'insieme di plutonici; essi costituiscono circa un quarto dell'isola e, insieme alle intrusioni granitoidi della Corsica, formano il Batolite Sardo-corso (**Figura 8.2.1**).

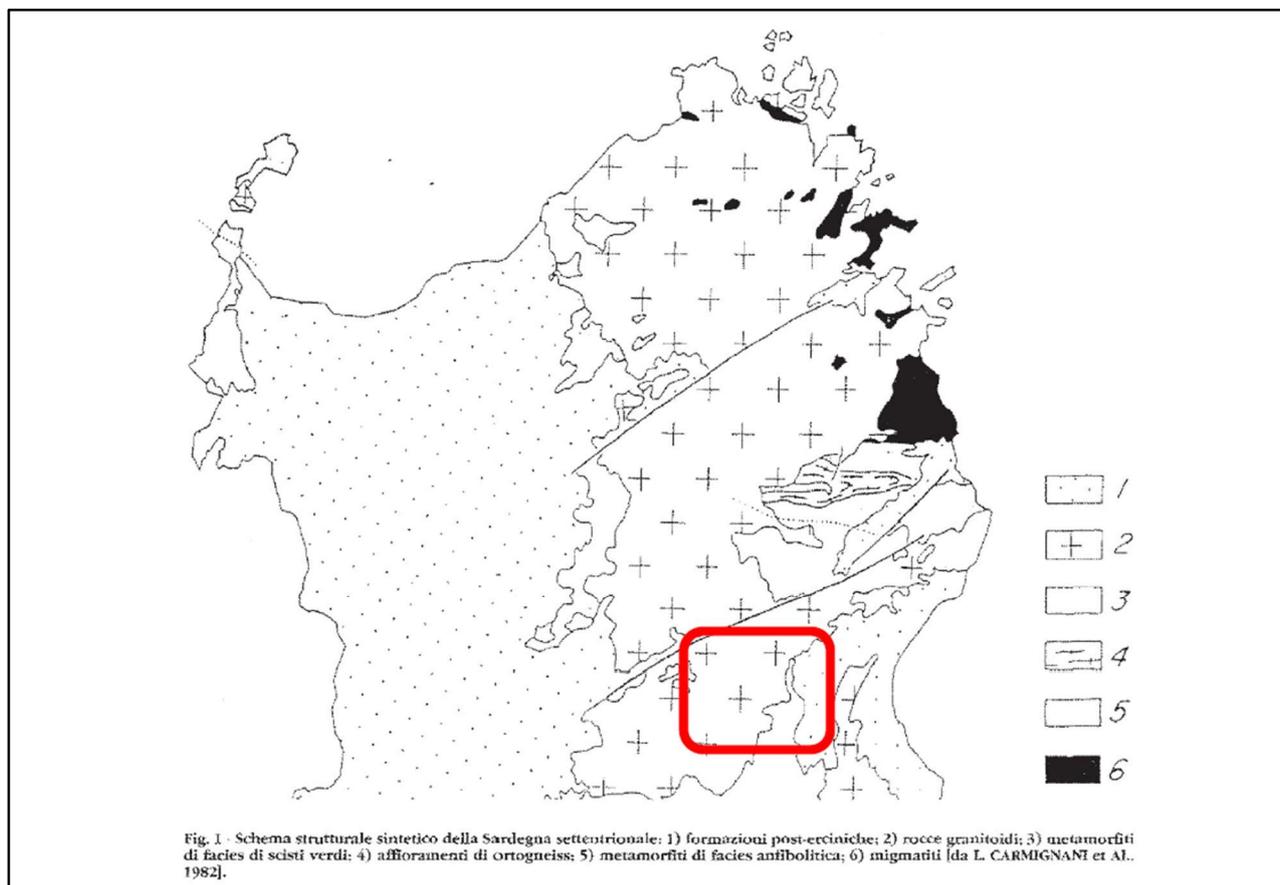


Figura 8.2.1: Schema strutturale sintetico della Sardegna Settentrionale

Questo è il batolite più importante della Catena ercinica Europea, esteso per una lunghezza di 400 Km ed una larghezza di oltre 50.

La messa in posto del batolite sardo è da ricondurre alla tettonica estensionale legata al collasso gravitativo della catena ercinica. Tale tettonica, in Sardegna, è sicuramente attiva a partire da almeno 307 Ma, cioè dalle più antiche età di chiusura delle muscoviti dei graniti anatettici della Gallura.

Dalla letteratura, si evince che le plutoniti del batolite sardo-corso sono schematicamente suddivisibili in tre grandi gruppi:

- **Plutoniti basiche.** Molto rare all'interno del Batolite Sardo; costituiscono masse di piccole dimensioni, quasi sempre inglobate all'interno di plutoniti acide.
- **Monzograniti.** Questi graniti presentano ampia varietà di facies, dovuta essenzialmente a diversi gradi di eterogranularità e di orientazione tessiturale. Detta variabilità, riscontrabile spesso all'interno di singole intrusioni, a conferire loro notevole disomogeneità tessiturale, ha grande

rilevanza nella caratterizzazione merceologica di tali rocce, che sono ampiamente sfruttate per usi ornamentali. Tutti i monzograniti sono inquadrabili tra "le plutoniti tardo-tettoniche" e "post tettoniche";

- **Leucomonzograniti.** Affiorano diffusamente in tutti i settori del basamento sardo.

Il complesso plutonico in affioramento in questa zona è interessato da 2 sistemi di fratturazione: i joints di raffreddamento e le fratture tettoniche secondarie.

I *joints di raffreddamento* sono delle fratture primarie legate ai processi di raffreddamento dei graniti ed è possibile distinguerli dalla presenza di filoni e di adunamenti mineralogici; le *fratture tettoniche secondarie* hanno un'origine delle fratture tettoniche secondarie è posteriore alla messa in posto dei plutoni granitici ed è probabilmente legata alla tettonica alpina.

Dal punto di vista geomorfologico, la presenza di monzograniti, localizzati a quote sensibilmente più basse con acclività e forme dolci e regolari, determina un paesaggio dominato da un susseguirsi di altopiani granitici, irregolari e discontinui, la cui andatura è ostacolata da una moltitudine di piccole irregolarità dei rilievi.

Gli affioramenti rocciosi particolarmente acclivi, attraversati dai corsi d'acqua, sono caratterizzati da valli profonde e incassate i cui corsi d'acqua sono a tratti con meandri incastrati, generatisi a causa del particolare assetto strutturale del territorio.

Gli aerogeneratori verranno installati nella porzione Nord dei Monti del Gennargentu, su un altopiano che si sviluppa in senso Nord-Sud compreso tra il Fiume Cedrino ed un suo affluente in destra orografica, dove i rilievi principali sono caratterizzati da Fruncu Padulas (739,0 m s.l.m.), Fruncu Erente (569,0 m s.l.m.) e Monte di Locoe (552,0 m s.l.m.).

Nel dettaglio, tutti gli aerogeneratori e le opere connesse al Parco Eolico, interesseranno i Monzograniti, ovvero graniti grigio-rosati in genere a grana eterogenea.



Figura 8.2.2: Affioramento di monzograniti nelle vicinanze dell'aerogeneratore OR01

Nelle aree di affioramento dei graniti si riscontra, laddove i caratteri morfologici lo consentono, una coltre di materiali di disfacimento che ricopre la roccia integra (**Figura 8.2.3**).

I processi di arenizzazione, generati dall'azione degli agenti atmosferici in combinazione con lo stato di fratturazione della roccia, portano ad una progressiva degradazione della roccia originaria, con conseguente formazione di una sovrastante zona di arenizzazione; in quest'ultima i fenomeni di alterazione si intensificano fino a generare dei detriti sciolti che definiamo coltri di disfacimento.

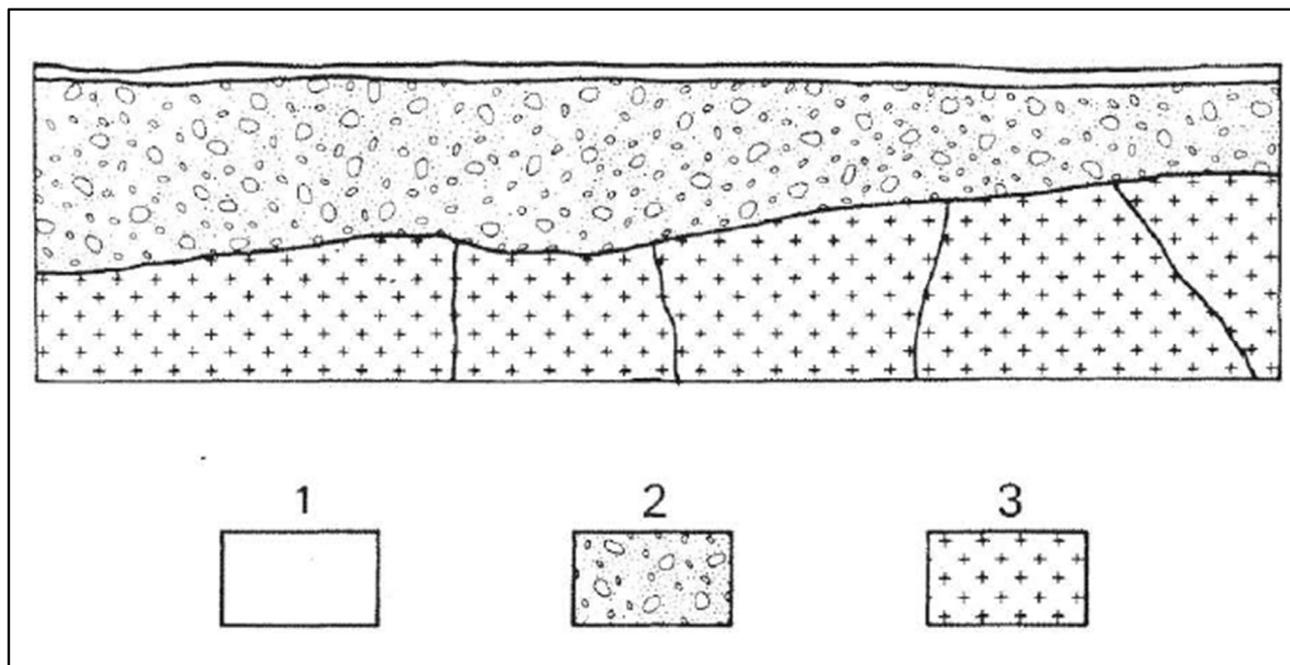


Figura 8.2.3: Schema delle formazioni superficiali in sito (1 Suolo / 2 coltre di sabbie ghiaiose derivanti dalla degradazione dei graniti / 3 roccia granitica fessurata)

Lo spessore di tale coltre è variabile ma generalmente non supera i 10,0 metri di spessore, ed è comunque legato alla morfologia sito specifica.

Da quanto è stato possibile riscontrare dai sopralluoghi sul posto, in corrispondenza dei punti di sedime degli aerogeneratori la coltre di alterazione dei graniti risulta esigua, a volte assente.

Complessivamente il rilevamento geomorfologico di superficie ha evidenziato per gran parte dell'area ottime condizioni di equilibrio ed assenza di fenomeni gravitativi.

L'intero parco appartiene al bacino idrografico del fiume Cedrino, che sfocia 30 Km più a Nord-Est nel Golfo di Orosei (**Figura 8.2.4**).

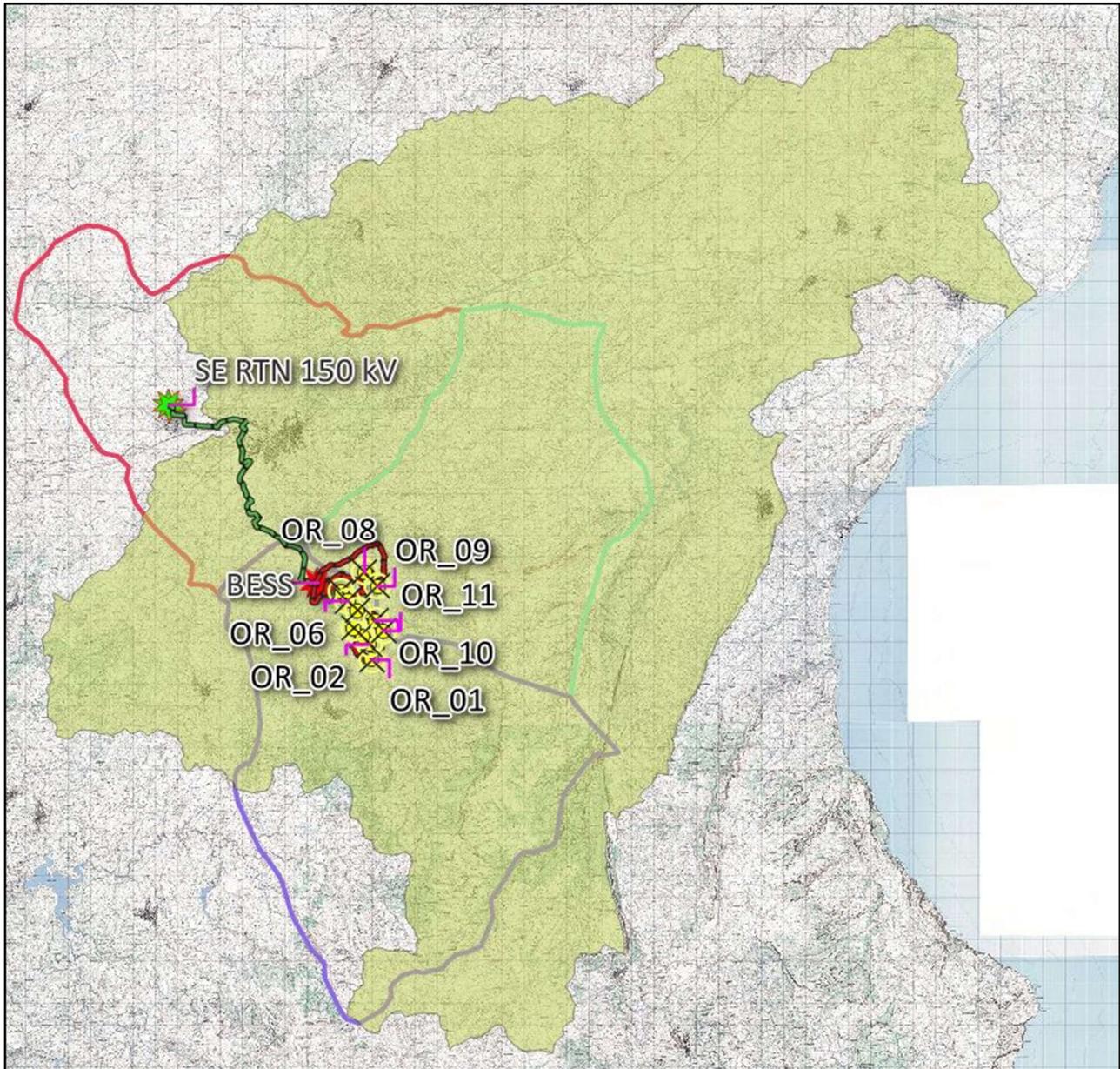


Figura 8.2.4: Ubicazione degli aerogeneratori all'interno del bacino idrografico del Fiume Cedrino

8.3. Classificazione sismica

I territori comunali di Orgosolo e Oliena (NU) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, sono classificati sismicamente come appartenente alla "zona 4".

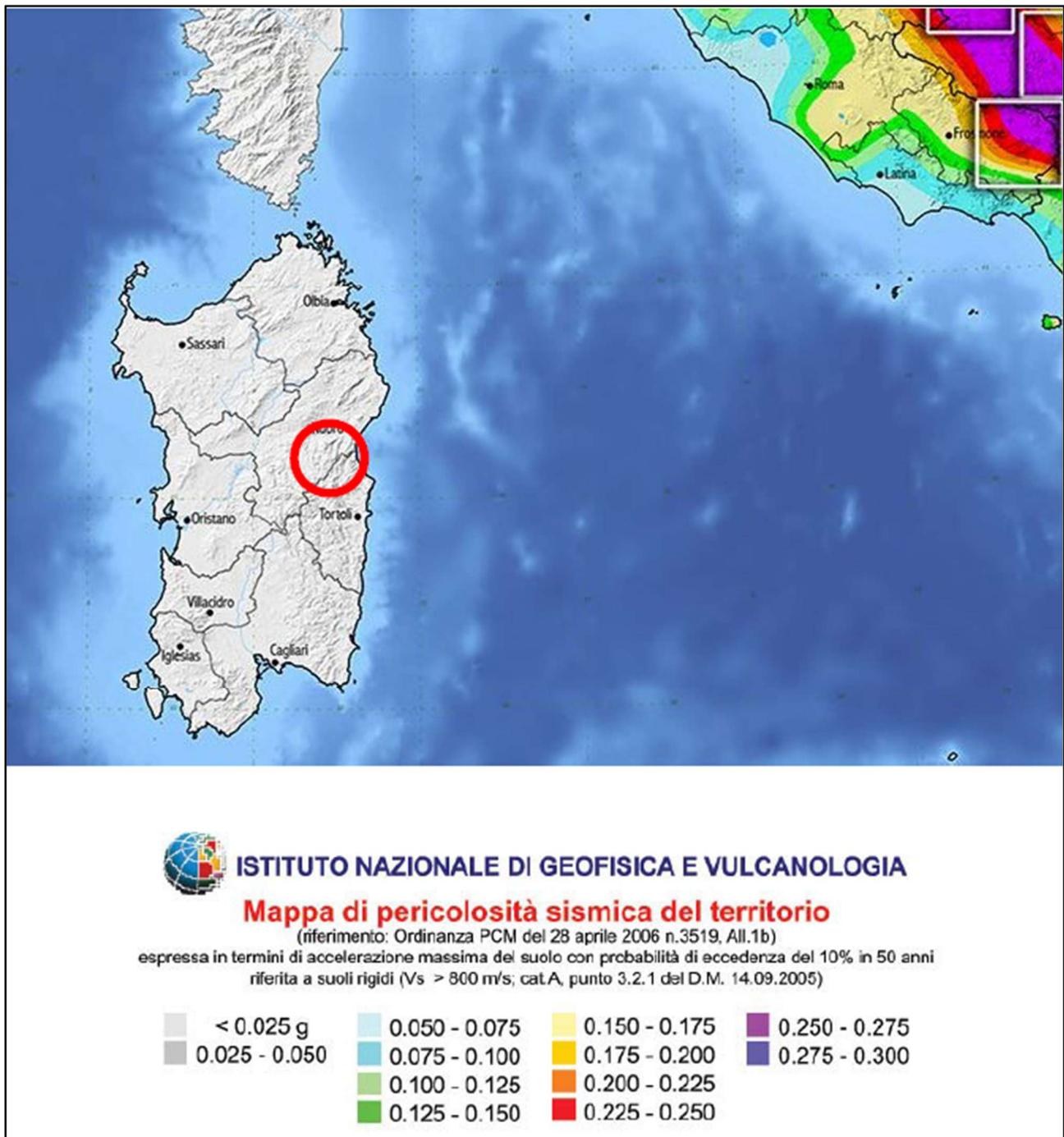


Figura 8.3.1: Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (Fonte INGV)

Lo studio di pericolosità sismica, adottato con l'O.P.C.M. del 28 aprile 2006 n. 3519, attribuisce alle 4 zone sismiche degli intervalli di accelerazione orizzontale del suolo (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni. Nel caso in esame l'accelerazione orizzontale del suolo (a_g) risulta essere:

Zona sismica	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (ag)
1	ag >0.25
2	0.15 <ag≤ 0.25
3	0.05 <ag≤ 0.15
4	ag ≤ 0.05

Tabella 8.3.1. Tabella dei valori di PGA con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni

8.4. Infrastrutture viarie presenti

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che alcune strade esistenti verranno adeguate, in alcuni tratti, per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Saranno poi realizzate una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. Nel complesso, non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto. Per i dettagli in merito alla viabilità di accesso al sito si fa riferimento all'elaborato "OREG017 Relazione viabilità di accesso al cantiere (road survey)".

8.5. Opere presenti interferenti

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti).

In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

- *interferenze lungo il percorso del cavidotto di progetto:*
 - ✓ strade provinciali, statali e Comunali
 - ✓ linee aeree Telecom;
 - ✓ linee elettriche aeree;
- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
 - ✓ linee aeree Telecom;
 - ✓ linee elettriche aeree;
 - ✓ segnaletica e illuminazione pubblica;
 - ✓ alberi di lungo fusto.

9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA

L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Orgosolo (NU), ove ricadano 9 aerogeneratori, la Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV e il sistema di accumulo di energia (BESS), il Comune di Oliena (NU), ove ricadono 2 aerogeneratori e il Comune di Nuoro (NU), dove ricade la Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV.

Il territorio di Orgosolo si estende per 222,6 kmq a circa 620 metri sul livello del mare, è ubicato in provincia di Nuoro e conta circa 3900 abitanti.

Il borgo preserva la sua parte antica con vicoli ripidi e tortuosi, con le tipiche e semplici case barbaricine e muri caratterizzati da murales che rappresentano la cultura e le tradizioni del posto.

Il territorio comunale si identifica con la presenza del Supramonte, vasto territorio selvaggio che si estende per circa 3.360 ettari nel cuore della Sardegna, per le sue caratteristiche di inaccessibilità è stato per secoli rifugio di banditi e pastori, al centro della Barbagia.

La superficie del Supramonte è profondamente modellata dal processo carsico, caratterizzata da profonde gole, grotte e anfratti e dai Monte San Giovanni (1316 m) e Monte Fumai (1316 m).

Nel territorio si trova la foresta di Sas Baddes dove si possono trovare specie come il leccio, il tasso, il ginepro e l'agrifoglio. L'unica area pianeggiante del territorio comunale è la vallata di Locoe, lungo il corso del fiume Cedrino. Riguardo la storia del territorio si può dire che si riscontano tracce dell'uomo fino dalla preistoria e in particolare all'età neolitica, periodo in cui sono datati resti ceramici e punte di freccia. Nel comune sono presenti diversi monumenti megalitici, un Dolmen in località Oleili e diversi nuraghi come il nuraghe Mereu, nel cuore del Supramonte, il nuraghe Duvilinò e il nuraghe Ruiiu.

Ritrovamenti ceramici sono stati rinvenuti in collegamento con il periodo alto-medioevale, mentre la presenza di chiese dedicate a santi orientali indicano anche una probabile presenza bizantina.

Le prime fonti scritte legate al borgo di Orgosolo si attestano al 1328.

Nel secolo successivo Orgosolo passò al Regno di Sardegna, periodo a cui risalgono i primi censimenti che registrarono un incremento demografico fino al 1500 per poi subire uno spopolamento nel secolo successivo. L'economia del territorio è sempre stata legata alla pastorizia transumante anche nel periodo dei moti antifeudali che caratterizzarono la storia della Sardegna tra la fine del Settecento e i primi dell'Ottocento. Le chiese presenti all'interno del centro abitato e nelle sue immediate vicinanze sono molteplici, come ad esempio Sant'Antoni 'e Padua (Sant'Antonio da Padova) (XVI sec.), Santa Gruhe (Santa Croce), Nostra Sennora (L'Assunta), tra le chiese campestri ci sono Santu Micheli (San Michele Arcangelo), sul monte Lisorgoni e Santu.

Il territorio di Oliena si estende per 165,74 kmq a circa 339 metri sul livello del mare, conta circa 6540 abitanti ed è ubicato in provincia di Nuoro.

Sul territorio sono presenti tracce dell'uomo dal paleolitico, testimoniate da villaggi e tribù. Durante il periodo medioevale, ci furono epidemie di peste che determinarono una diminuzione della popolazione. Il comune, che prima apparteneva al giudicato di Gallura e Posada, nel 1300 finì sotto il dominio di Pisa, periodo in cui fu incrementata l'agricoltura e furono sperimentate nuove colture per lo più sconosciute ai Sardi. Al periodo pisano risale l'apertura di alcune strade al fine di determinare una espansione economica di Pisa, che trovava difficile la penetrazione all'interno della Barbagia; infatti, dalla Sardegna veniva esportato il bestiame e i prodotti caseari, unitamente ai prodotti dell'agricoltura mentre si importavano le spezie, indispensabili per la conservazione delle carni. A questo stesso periodo risale la costruzione della chiesa di Santa Maria Maggiore che oggi appare molto diversa rispetto all'originaria struttura, databile tra la fine del XIII e gli inizi del XIV secolo.

Nel XVII secolo, ad Oliena si distinguevano due rioni, quello di Sa Banditta sulla destra e quello di Sa Banda Manna sulla sinistra, separati dal Rio Golathi. Nel settore di destra, «Sa Banditta», è riconoscibile il vecchio e povero rione «Sa Teria», costituitosi fra il Seicento ed il Settecento con la confluenza di una parte degli abitanti del distrutto villaggio di Locoe che, si dice, vennero cacciati da Orgosolo.

Oggi il centro di Oliena presenta strade vicine tra loro che presentano la loro struttura originaria, con la presenza di un cortile interno su cui si affacciano 3-4 famiglie.

Anche ad Oliena i muri del centro sono caratterizzati da dipinti che narrano scene di vita paesana.

Tra il tessuto urbano si ritrovano numerose chiese come, ad esempio, la Chiesa Santa Maria Assunta, Santa Croce, Nostra Signora d'Itria e Buoncammino. Altre chiese campestri e non distanti dal centro urbano sono la chiesa Nostra Signora di Monserrato e alcune altre, ormai cadute in rovina e risalenti al XIV secolo, come la chiesa di Santa Lucia.

Il Supramonte è compreso anche nel territorio comunale di Oliena. Il monte Corراسi (1.463 m) è la cima più alta e di natura calcarea denominato 'Dolomiti Sarde'. Sul versante est del monte vi è la risorgiva principale da cui si origina un breve torrente che alimenta il fiume Cedrino.

La valle di Lanaitho ha creato ambienti favorevoli all'insediamento umano già dal paleolitico superiore, come documentato nella Grotta Corbeddu, in cui sono stati trovati i resti umani più antichi della Sardegna, e il complesso nuragico Sa Sedda 'e Sos Carros, dove è stata rinvenuta un'importante fonte sacra. Malhu (San Marco), a poca distanza dall'abitato sulla periferia sud.

Il territorio comunale di Nuoro si estende per 192 kmq a circa 554 metri sul livello del mare, conta circa 33.600 abitanti ed è capoluogo di provincia. La città si sviluppa ai piedi del monte Ortobene e le tracce storiche più antiche sono riconducibili all'età del neolitico e alla civiltà nuragica. Sono inoltre presenti delle necropoli, resti di una tomba dei giganti e all'interno di un parco urbano della città, il complesso archeologico del nuraghe Tanca Manna. Testimonianze dell'epoca romana sono da attribuire al rinvenimento di monete puniche e ceramiche, ed è a questa età storica che si attribuisce l'inizio dello

sviluppo agricolo e rurale, la coltivazione del grano e in generale alla fine de nomadismo delle comunità locali. Nel periodo storico riconducibile al medioevo, nel territorio della città di Nuoro erano presenti diversi insediamenti umani, infatti si attesta al 1341 - 1342 uno dei villaggi che versava il maggior contributo di tasse alla Diocesi di Ottana.

La guerra tra Arborea e Aragona finì nel 1388 quando Nuoro firmò il trattato di pace fra sardi e catalani. Nel XV secolo si assistette all'introduzione del sistema feudale e nel 1479 il Regno di Sardegna entrò a far parte della corona di Spagna. Quando nel 1720 la Sardegna passò al Piemonte, le condizioni economiche di Nuoro erano disastrose, aggravate soprattutto dalla presenza di numerosi banditi, situazione che durò nei primi anni di dominazione dei Savoia che erano impegnati nella guerra contro la Francia.

Comunque, nel corso del XVIII secolo, Nuoro acquisì gradualmente importanza nel territorio rispetto alle altre ville del circondario tanto che nel 1779, sotto decreto di Pio VI, divenne sede vescovile.

Nel secolo del 1800, Nuoro fu sede di vere e proprie sommosse popolari, represses duramente dal governo che seguiva una politica di privatizzazione, a favore dei ricchi proprietari terrieri, delle terre ad uso comunitario, sulle quali si basava parte dell'economia della città.

Nel 1927 la città divenne capoluogo e centro amministrativo delle zone interne, dotandosi di nuovi edifici e opere pubbliche atti ad ospitare le attività politiche amministrative legate al nuovo ruolo in chiave regionale della città.

Tra le architetture religiose più rilevanti vi è la cattedrale di Santa Maria della Neve monumento del XIX secolo, in stile neoclassico, Chiesa di Santa Croce (Santa Ruche) del XV-XVI secolo, Chiesa della Madonna della Solitudine (sa Solidae) fu demolita e ricostruita negli anni Cinquanta, al suo interno è collocata la tomba della Deledda e nel territorio comunale sono presenti siti archeologici e vari nuraghi.

9.1. Caratteristiche del paesaggio

Il contesto in cui si inseriscono l'area di intervento e gran parte del territorio compreso nel buffer sovralocale appartiene al paesaggio del Supramonte, caratterizzato dall'alternarsi alti dirupi, grotte, canyons scavati dal fiume Cedrino e doline.

L'unità idrografica più importante è quella del Fiume Cedrino che ha un'estensione di circa 1515 km², delimitato a Sud dalle propaggini settentrionali del Massiccio del Gennargentu, a Ovest dall'altopiano del Nuorese, a Nord da rilievi minori e ad Est dal mare Tirreno. Il fiume Cedrino trae origine dal monte Novo S. Giovanni, situato nelle propaggini settentrionali del Massiccio del Gennargentu e scorre per circa 60 km in direzione Sud-Nord prima, ed Ovest-Est poi, sino a sfociare nel mare Tirreno all'estremo Nord del Golfo di Orosei. Il secondo bacino idrografico, in cui ricade parte marginale dell'impianto, ha un'estensione di circa 3365,78 Km² ed è denominato bacino idrografico del Tirso.

Da un punto di vista geologico – geomorfologico, l'area in esame è caratterizzata esclusivamente da un basamento di roccia intrusiva granitoide, ovvero trattasi di granitoidi tardo ercinici; essi costituiscono circa un quarto dell'isola ed, insieme alle intrusioni granitoidi della Corsica, formano il Batolite Sardo-corso. Nelle figure seguenti si rappresenta l'Assetto Ambientale, l'Assetto Storico-Culturale e l'Assetto Insediativo relativamente all'area vasta.

Gli aerogeneratori e le relative opere di connessione non occupano le suddette aree tutelate (**Figura 9.1.1.1**), ad eccezione di tratti di linea elettrica interrata MT ed AT e della nuova viabilità di progetto che interferiscono con la componente ambientale classificata come 'Bosco' e con le aree tutelate per legge (D.Lgs 42/2004 Art. 142 lettera c) "Fiumi, torrenti e corsi d'acqua - buffer 150 m" (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "ORSA136 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area vasta – Assetto Ambientale", l'elaborato "ORSA139 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area d'impianto – Assetto Ambientale" e "ORSA101 Relazione Paesaggistica").

In riferimento ai beni paesaggistici definiti nell'ambito dell'Assetto storico culturale, nella **Figura 9.1.1.2** viene rappresentato l'inquadramento dell'area vasta, relativamente agli aerogeneratori e alle opere di rete, rispetto ai medesimi vincoli.

L'assetto storico culturale è costituito dalle aree, dagli immobili siano essi edifici o manufatti che caratterizzano l'antropizzazione del territorio a seguito di processi storici di lunga durata.

Le installazioni eoliche si collocano all'esterno del buffer di 100 metri da manufatti di valenza storico-culturale cartografati dal P.P.R. (artt. 49 N.T.A.) nonché esternamente ai siti archeologici per i quali sussista un vincolo di tutela ai sensi della L. 1089/39 e del D.Lgs. 42/04 art. 10 (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "ORSA137 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area vasta – Assetto Storico - culturale", l'elaborato "ORSA140 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area d'impianto – Assetto Storico - culturale" e "ORSA101 Relazione Paesaggistica").

Infine, l'assetto insediativo rappresenta e include diverse categorie di aree e immobili definite dal PPR come edificato urbano, edificato in zona agricola, insediamenti turistici, insediamenti produttivi, aree speciali (servizi), sistema delle infrastrutture.

Dalla **Figura 9.1.1.3** si osserva come il tracciato del cavidotto ricada prevalentemente sull'esistente rete stradale e che il layout di impianto non va ad interferire con le principali reti infrastrutturali. Fa eccezione la condotta idrica che presenta delle interferenze con la linea AT che si potrebbero risolvere con la tecnica di Trivellazione Orizzontale Controllata a minimo impatto ambientale e che ad ogni modo saranno risolte in accordo con i gestori del sottoservizio nel rispetto della normativa vigente (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "ORSA138 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con

area vasta – Assetto Insediativo”, l’elaborato “ORSA141 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area d’impianto – Assetto Insediativo” e “ORSA101 Relazione Paesaggistica”.

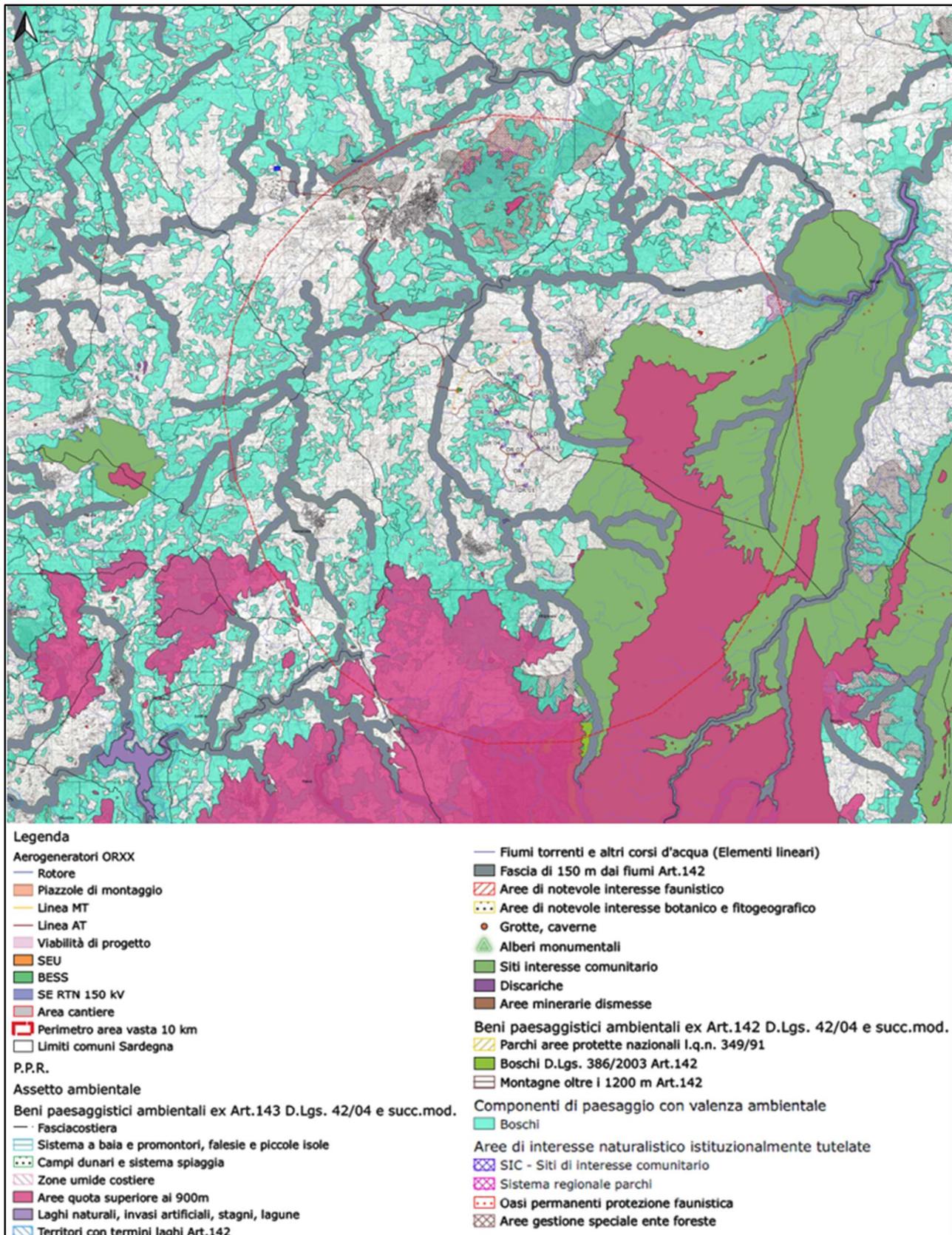


Figura 9.1.1.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta– (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ORSA136 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area vasta – Assetto Ambientale”).

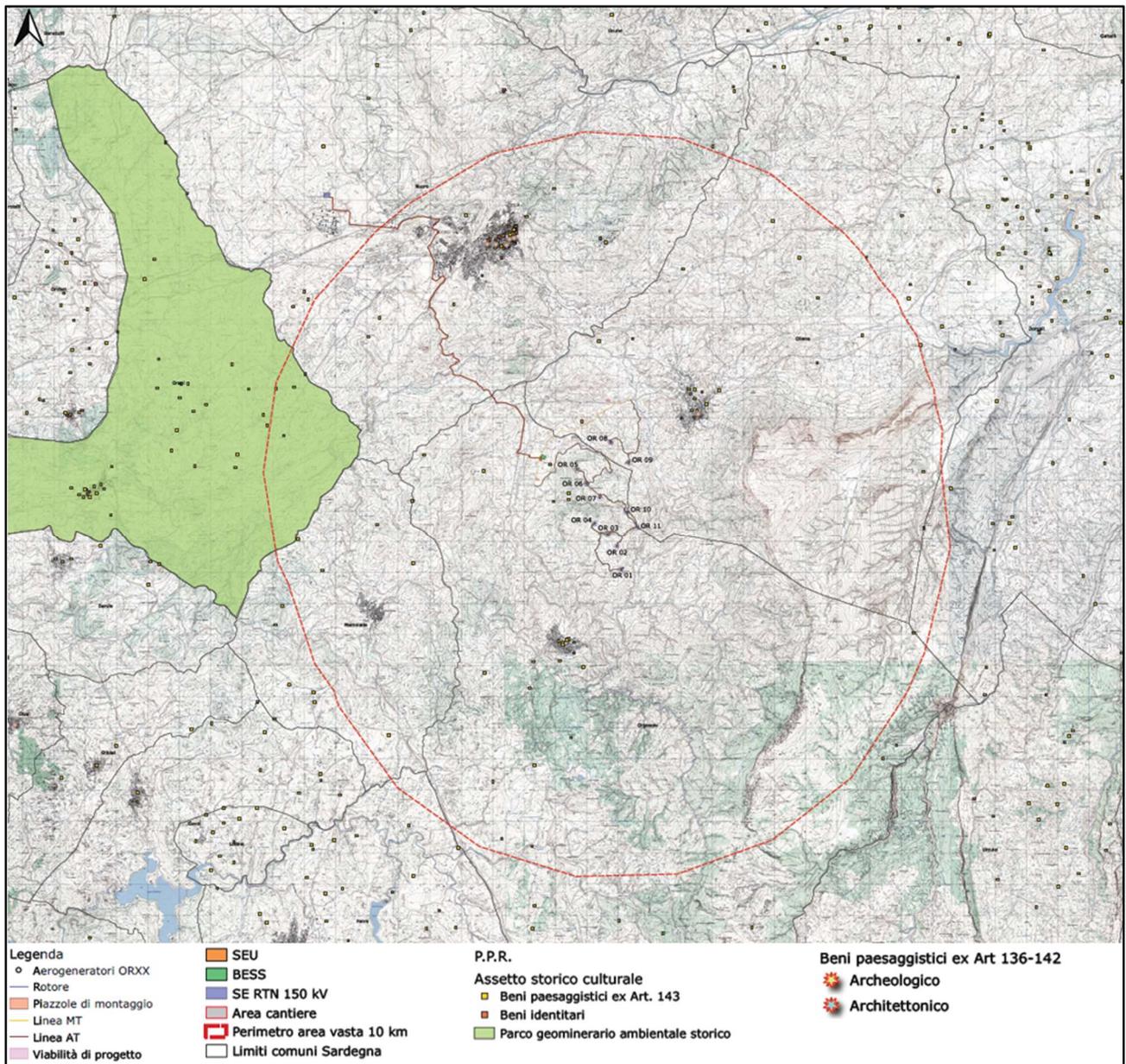


Figura 9.1.1.2: Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta– (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ORSA137 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area vasta – Assetto Storico - culturale”).

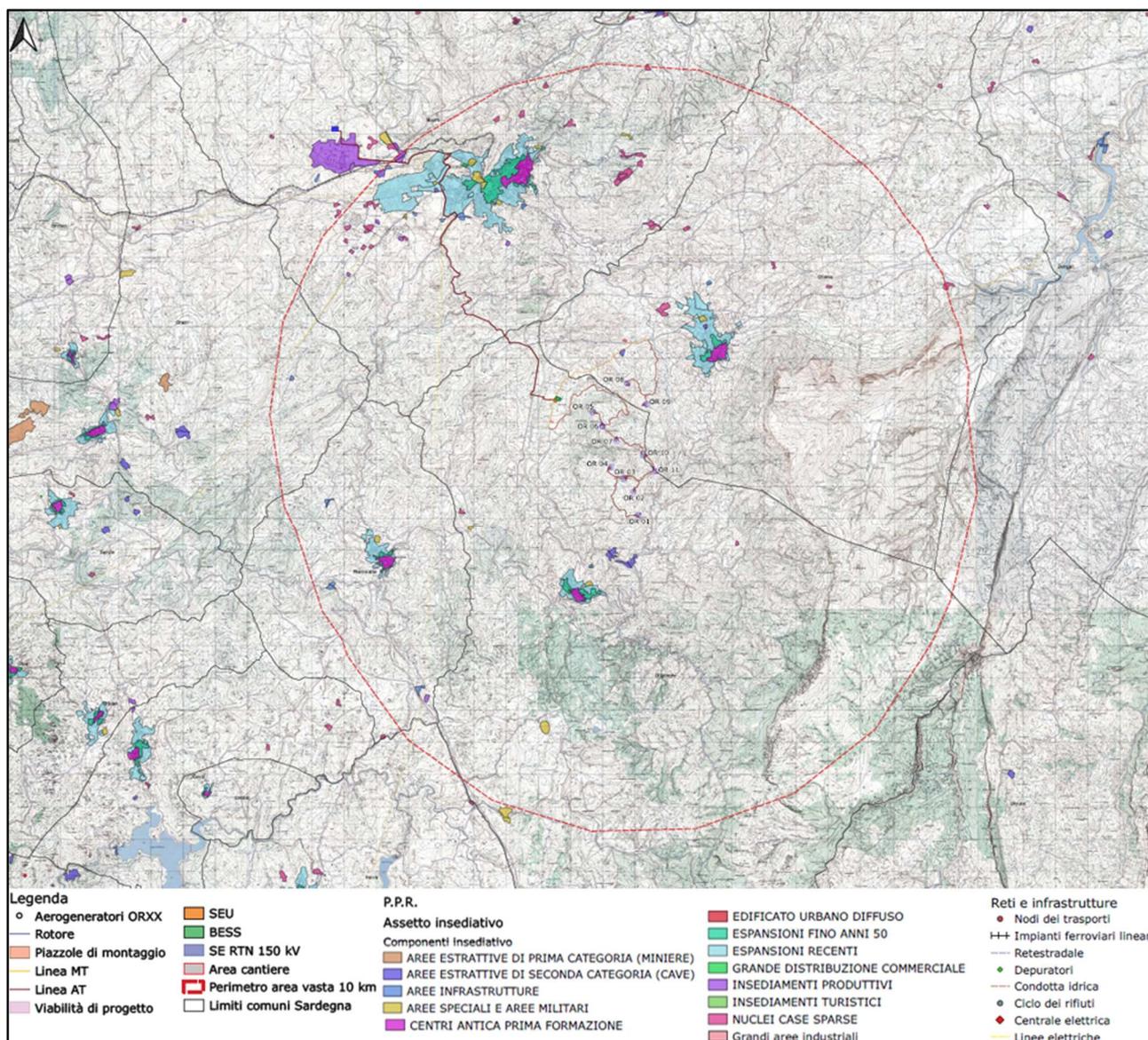


Figura 9.1.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta– (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ORSA138 Carta dei vincoli paesaggistici (D.Lgs. 42/2004 e NTA P.P.R.) con area vasta – Assetto Insediativo”).

La realizzazione del parco eolico nell’area descritta determina una modifica del paesaggio dovuta principalmente all’installazione degli aerogeneratori, che, per loro dimensioni, si inseriscono in maniera puntuale all’interno del paesaggio esistente, e alla realizzazione di nuove strade e sottostazioni elettriche. Sostanzialmente gli elementi che hanno un impatto richiedente una valutazione, attraverso studi di intervisibilità e foto inserimenti, sono le turbine eoliche che, per le loro dimensioni, hanno un impatto visivo sul paesaggio sia a livello di area del sito che a livello di area vasta.

Le altre opere quali viabilità, cavidotti e sottostazioni elettriche hanno un impatto nullo in quanto non risultano visibili da punti di interesse paesaggistico e hanno dimensioni trascurabili rispetto all’intera area del progetto. Essendo l’impianto collocato in un’area idonea in accordo all’art. 20 comma 8 lettera c-quater del D.L 199/2021 e s.m.i., e non essendo inserita all’interno di aree protette dal punto di vista ambientale, e per quanto sintetizzato sopra e nell’elaborato “ORSA101 Relazione Paesaggistica”,

l'impatto sul paesaggio dovuto all'impianto eolico in progetto può ritenersi complessivamente MEDIO e, ad ogni modo, compatibile con le caratteristiche paesaggistiche dell'area.

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Nessuna delle opere in progetto interferisce con le aree Rete Natura 2000 interessate dall'area vasta del parco eolico Orgosolo-Oliena (Figure 10.1 e 10.2), riportate di seguito con le rispettive distanze dagli aerogeneratori più vicini:

- ZPS ITB022212 Supramonte di Oliena, Orgosolo e Urzulei - Su Sercone, presente a una distanza minima di 1,2 km dall'aerogeneratore OR11;
- ZPS ITB023049 Monte Ortobene, presente a una distanza minima di 4,5 km dall'aerogeneratore OR08;
- SIC ITB022212 Supramonte di Oliena, Orgosolo e Urzulei - Su Sercone, presente a una distanza minima di 1,2 km dall'aerogeneratore OR11;
- EUAP0944 Parco nazionale del Golfo di Orosei e del Gennargentu, presente a una distanza minima di 3,3 km dall'aerogeneratore OR09.

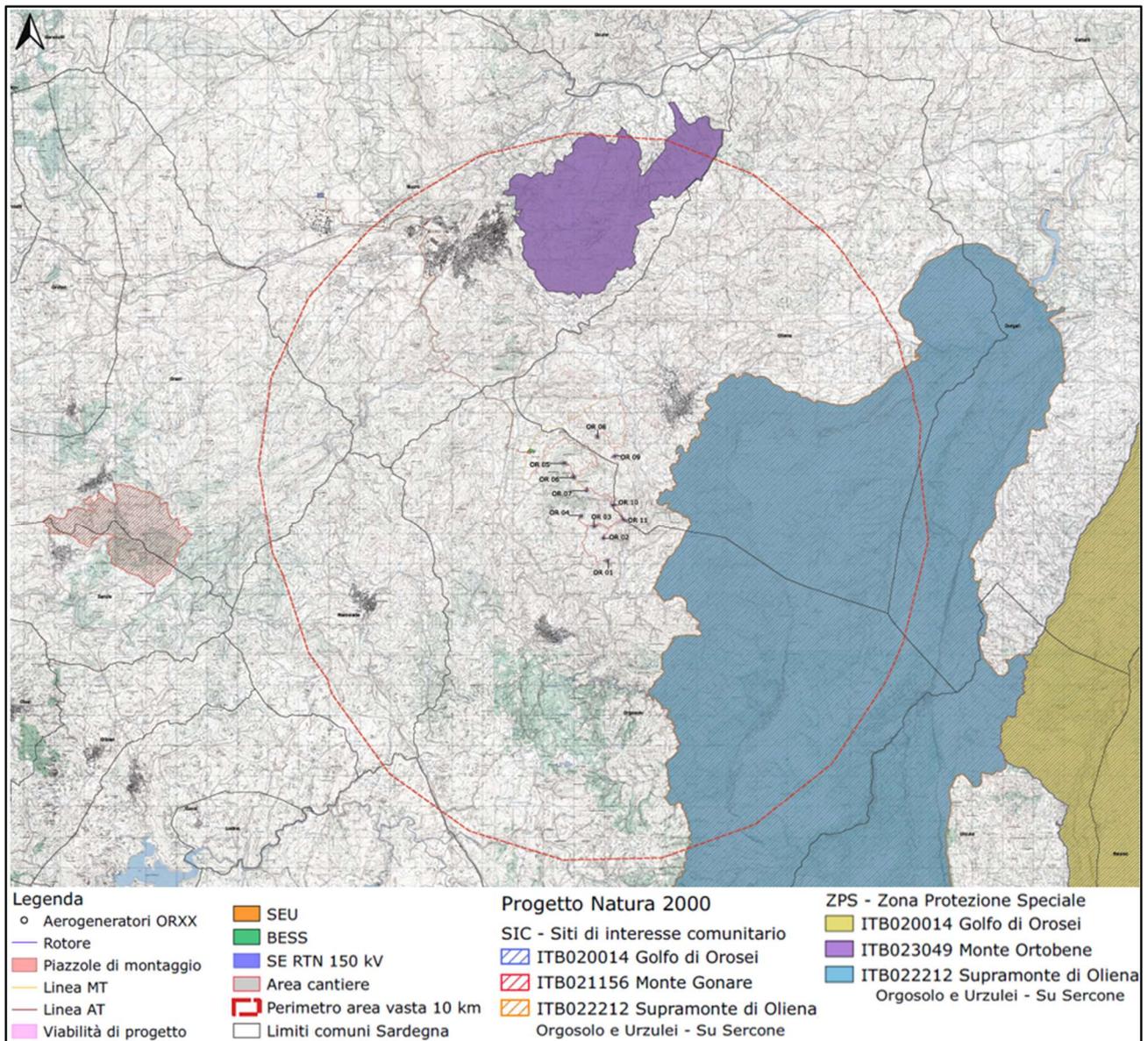


Figura 10.1: Aree SIC e ZPS con perimetro di area vasta (per maggiori dettagli grafici si rimanda all’elaborato di progetto “ORSA117 Carta delle aree protette Rete Natura 2000 con area vasta”)

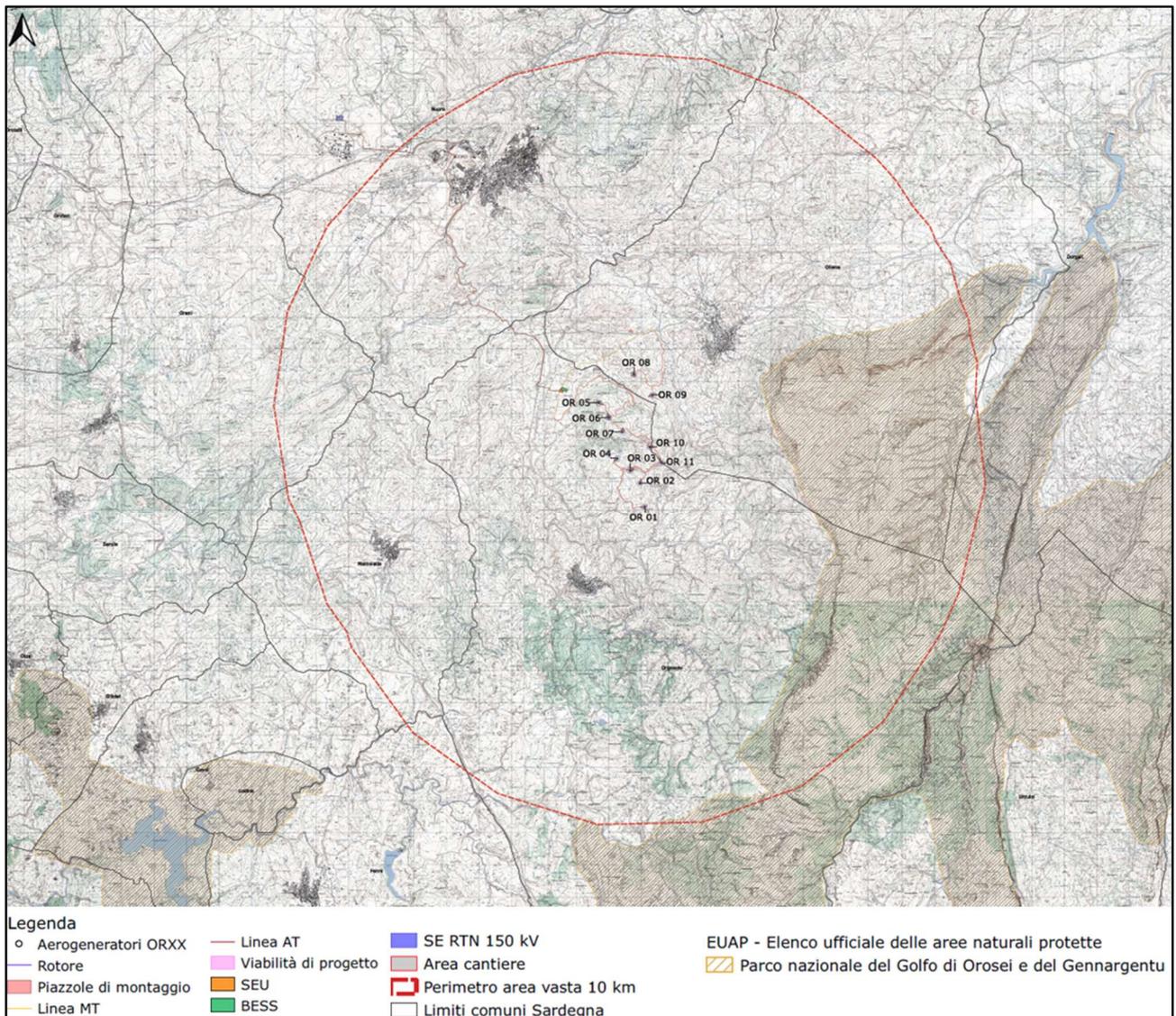


Figura 10.2: Aree EUAP con perimetro di area vasta (per maggiori dettagli grafici si rimanda all'elaborato di progetto "ORSA117 Carta delle Zone Euap con area vasta")

Nessuna delle opere in progetto interferisce con le aree IBA, mentre l'area vasta è interessata dalla zona IBA181 - Golfo di Orosei, Supramonte e Gennargentu (**Figura 10.3**), distante 1,2 km, 1,4 km e 1,8 km dagli aerogeneratori più vicini, rispettivamente OR11, OR10 e OR09.

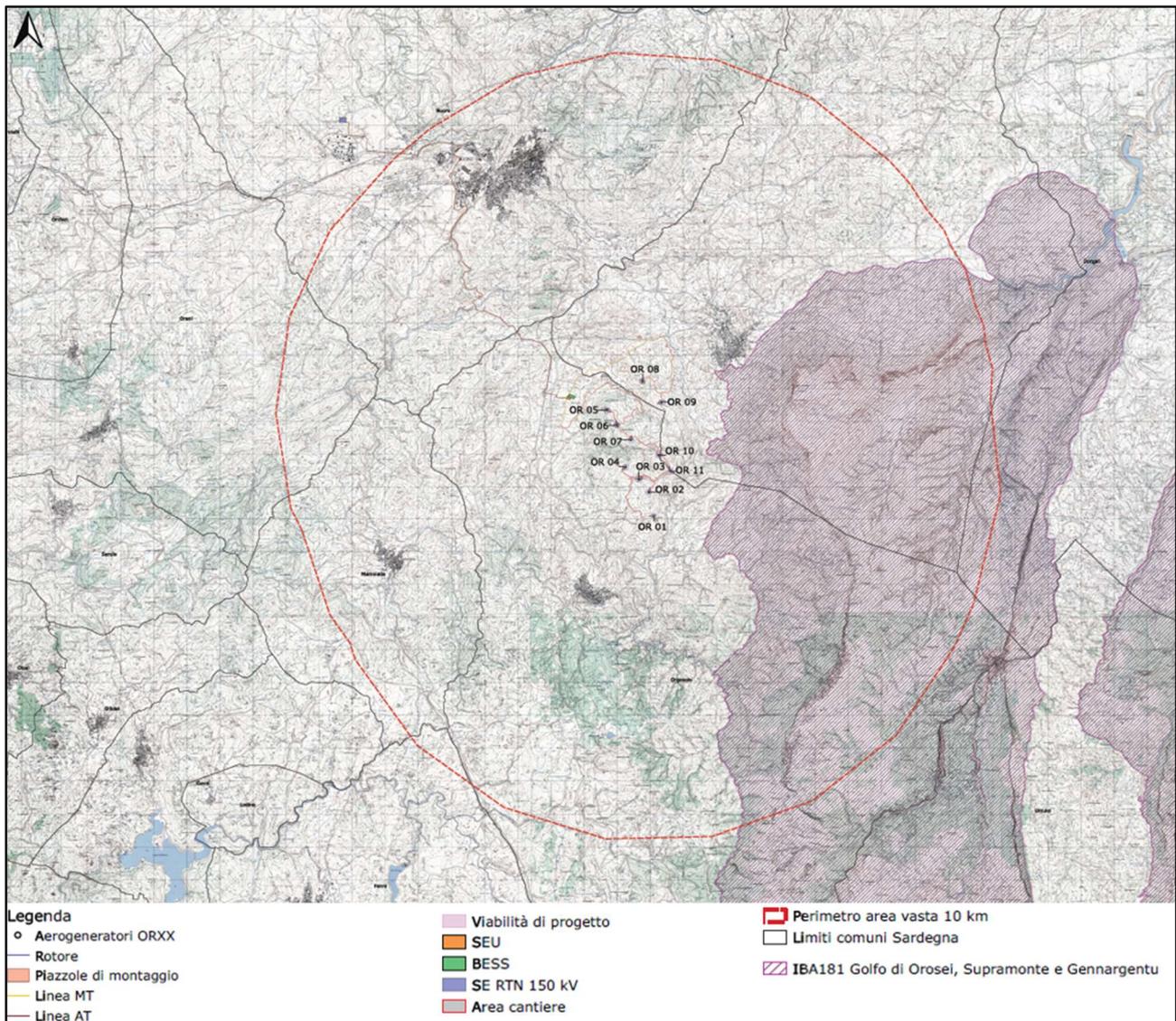


Figura 10.3: Aree IBA (Important Bird Areas) nell'area vasta (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ORSA119 Carta delle zone IBA con area vasta")

L'impianto eolico potrebbe generare un incremento della mortalità degli uccelli e chiroterteri per collisione con gli aerogeneratori. Al fine di mitigare tale impatto, in fase di progettazione il layout d'impianto è stato progettato rispettando una mutua distanza minima tra gli aerogeneratori (asse-asse) pari a 516 m. Inoltre, si prevede un piano di monitoraggio dell'avifauna durante la fase di esercizio dell'impianto eolico attraverso frequenti sopralluoghi in sito poter catalogare eventuali collisioni di uccelli o chiroterteri da riportare agli enti competenti.

Per quanto riguarda le aree con presenza di *siti della chirotterofauna*, come riportati sul sito ufficiale della Regione Sardegna (**Figura 10.4**), le opere di progetto ricadono fuori dal buffer di 1 km, in cui non è consentita l'installazione degli aerogeneratori.

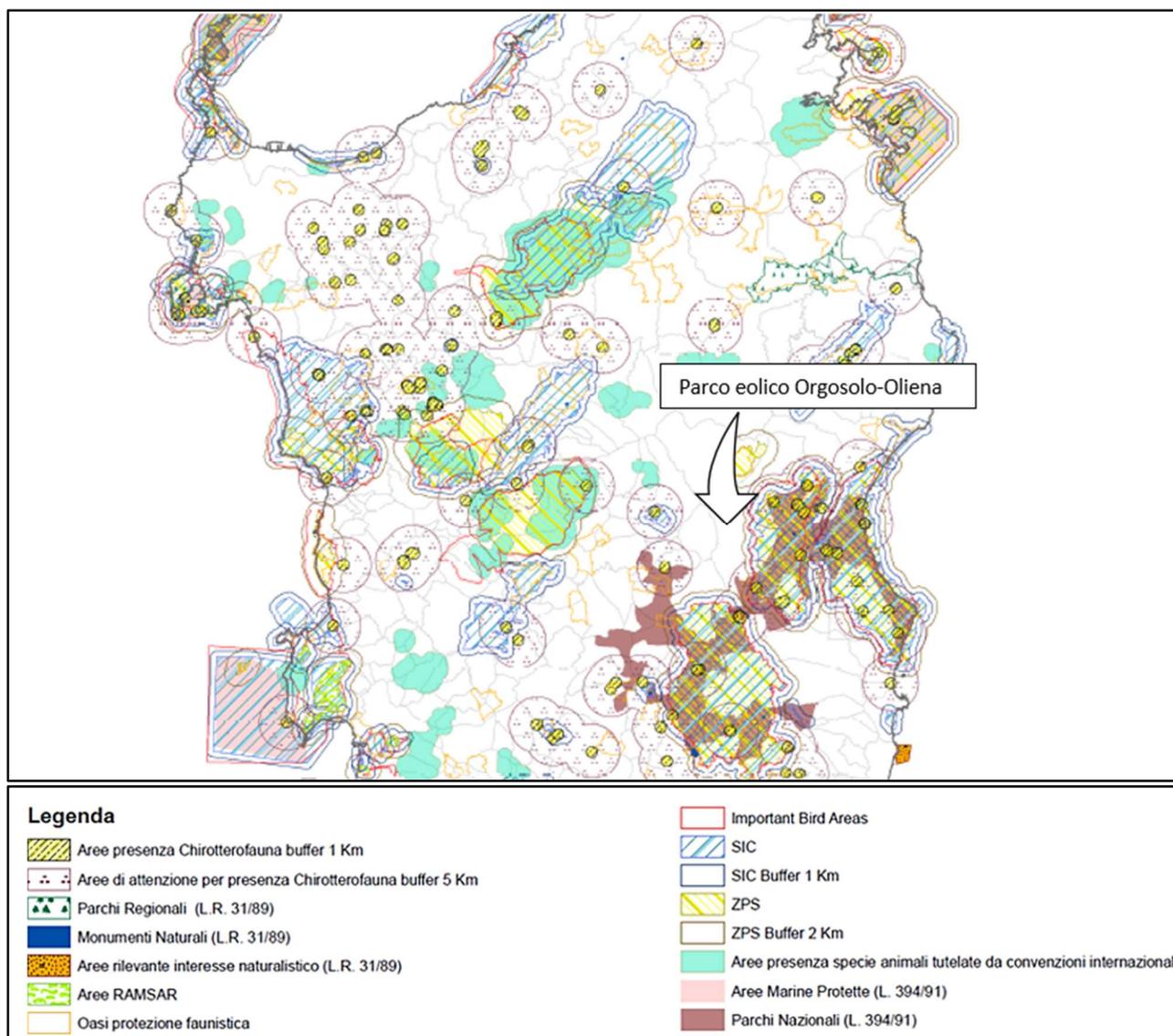


Figura 10.4: Carta delle aree non idonee all’insediamento di impianti eolici (Fonte: Regione Sardegna - https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_38_20150819111849.pdf)

Per quello che riguarda invece le aree da attenzionare per presenza di *siti della chiroterrofauna* in un buffer di 5 km, in queste rientra l’aerogeneratore OR09 (**Figura 10.5**), e per tale area dovrà essere previsto il monitoraggio della chiroterrofauna, come descritto nel documento “ORSA145 Progetto di Monitoraggio Ambientale”.

L’aerogeneratore OR09, in particolare, dista 4,8 km dal sito in esame, mentre tutti gli altri aerogeneratori risultano al di fuori del buffer di 5 km dal sito della chiroterrofauna localizzato in prossimità della Punta sos Nidos, cima più alta della catena montana del Supramonte di Oliena (**Figura 10.5**).

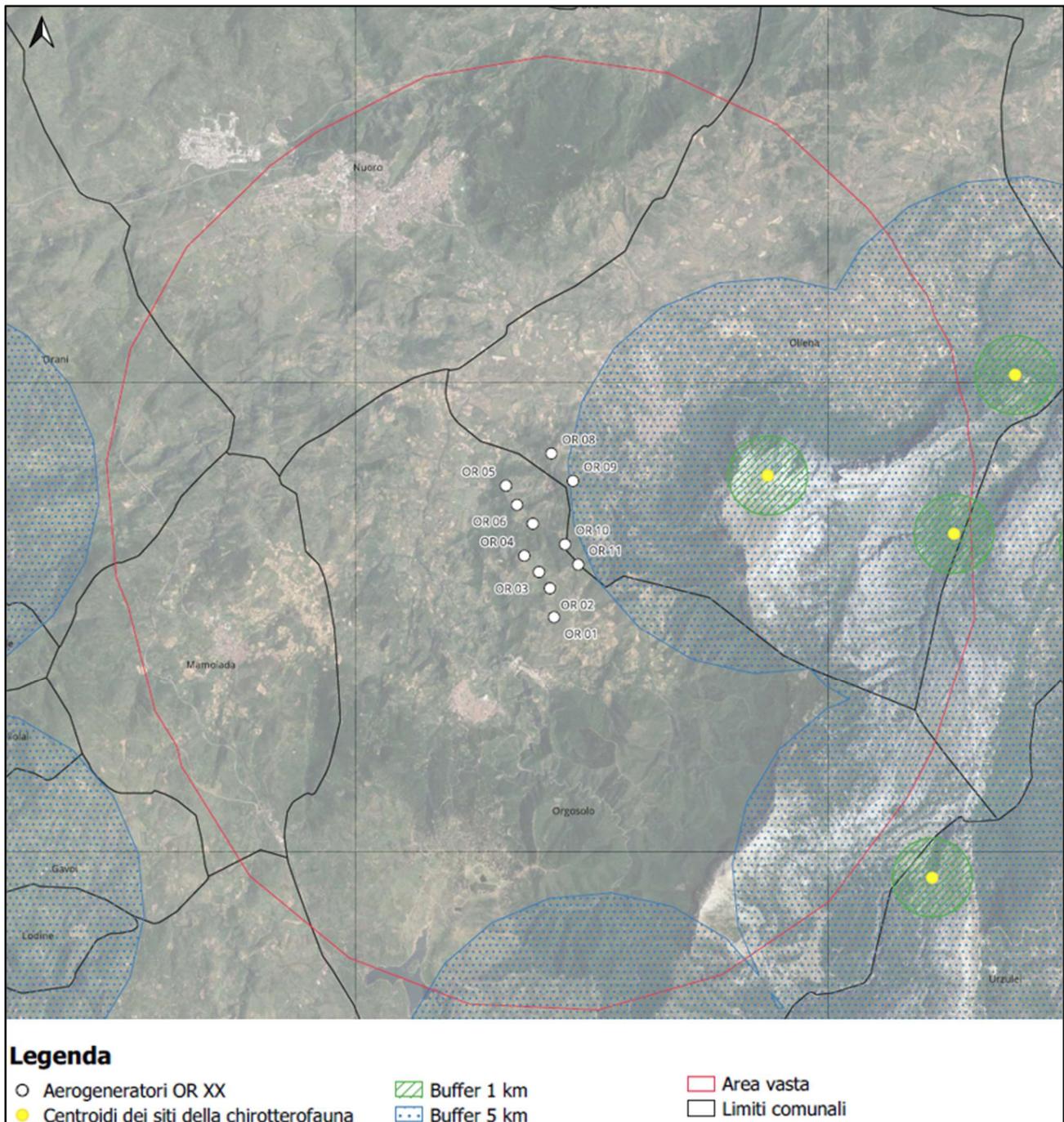


Figura 10.5: Siti della chiroterrofauna e relativi buffer di 1 km e 5 km, con localizzazione degli aerogeneratori del parco eolico in progetto

Nessuna delle opere in progetto ricade nell'ambito delle Oasi permanenti di protezione faunistica e di cattura, istituite della Regione Sardegna (L.R. 23/9) (**Figura 10.6**).

L'area vasta interferisce con due delle suddette aree:

- Monte Ortobene, distante 4,4 km dall'aerogeneratore più vicino (OR08);
- Montes, distante 7,6 km dall'aerogeneratore più vicino (OR01).

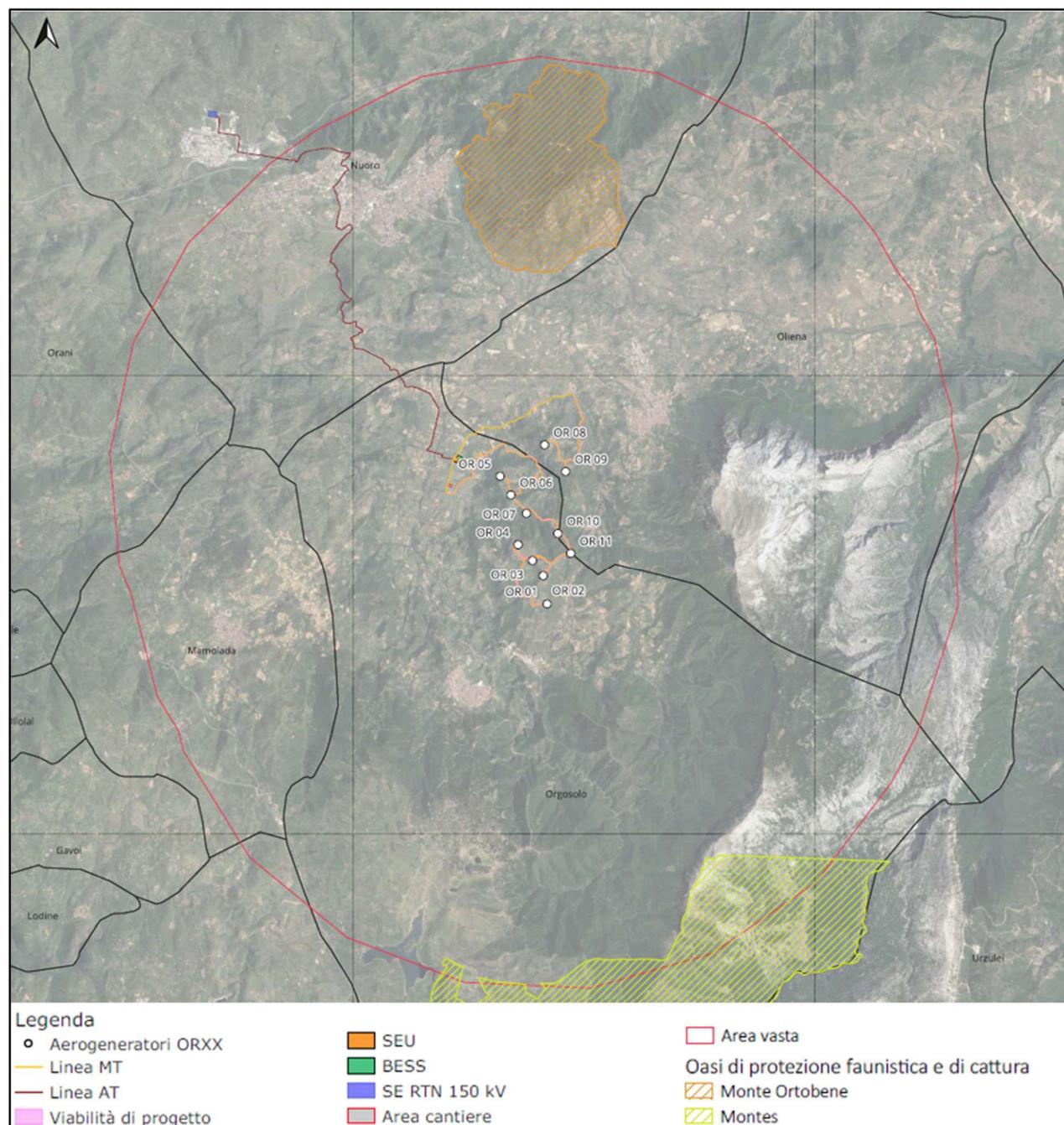


Figura 10.6: Oasi permanenti di protezione faunistica e di cattura con area vasta

11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto, oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili in termini di un minor numero di barili di petrolio utilizzati e di riduzione di tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto immesse in atmosfera, si hanno anche benefici in termini economici.

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto e le relative opere di connessione alla rete di Trasmissione Nazionale Terna comporteranno degli effetti positivi a livello di occupazione locale, di tipo diretto e di tipo indotto, durante le tre fasi di vita dell'opera: costruzione, esercizio e dismissione.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie,

quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

In generale, l'eolico genera benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investigatore sia indirettamente tramite i fornitori.

Dallo studio congiunto ANEV - Uil sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione e nelle Isole, dove la disoccupazione è maggiore.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- a) Incremento delle attività legate alla costruzione e ad essa correlata a breve termine per la popolazione residente e influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo sulle professionalità che si verranno a creare per esperienza indotta:
 - Esperienze professionali generate;
 - Specializzazione di mano d'opera locale;
 - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
 - Fornitura di materiali locali;
 - Noleggio di macchinari;
- b) Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
 - Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
 - Ristorazione;
 - Ricreazione;
 - Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici si vedranno soprattutto durante la fase di realizzazione delle opere e in maniera minore ma costante per tutta la vita utile dell'opera.

Inoltre, le esperienze professionali e tecniche maturate in tale fase risulteranno un valore a lungo termine per gli addetti locali che verranno coinvolti in quanto potrà essere impiegata per ulteriori iniziative dato il crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso cercano di

impiegare personale locale.

In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti.

Sul territorio nazionale sono installati 7.286 aerogeneratori di varia taglia, per un totale di potenza installata pari a 11.035 MW, su cui sono impegnati complessivamente 27.000 addetti.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2021	KW	
	MW	N°	MW	N°occupati	rispetto al 2020	per abitante	per Km ²
PUGLIA	2.680	1.615	2.900	11.614	4,03%	0,662	137,148
SICILIA	1.992	1.574	2.300	6.800	5,37%	0,353	77,112
CAMPANIA	1.751	1.196	2.300	8.638	2,34%	0,229	128,078
BASILICATA	1.333	713	1.800	4.355	9,45%	1,730	132,330
CALABRIA	1.139	624	1.900	4.586	1,84%	0,505	74,826
SARDEGNA	1.094	753	2.100	6.765	1,37%	0,480	45,394
MOLISE	380	321	900	3.166	0,53%	1,171	85,182
ABRUZZO	281	250	1.000	3.741	-6,05%	0,177	25,941
TOSCANA	144	88	500	2.289	-0,31%	0,033	6,245
LIGURIA	88,4	56	300	1.061	24,21%	0,032	16,321
LAZIO	60	30	800	5.548	-15,00%	0,010	3,482
EMILIA ROMAGNA	40	36	300	771	3,80%	0,004	1,759
PIEMONTE	19	9	250	1.145	-2,70%	0,004	0,729
ALTRE	35	21	1.000	5.521	1,13%	0,001	0,580
OFFSHORE	0	0	950	1.200	0,00%	-	-
TOTALE	11.035	7.286	19.300	67.200	3,77%	0,219	30,670

Tabella 11.1: Distribuzione per Regioni degli impianti eolici in Italia, potenziale al 2030 e crescita annuale (Fonte Anev)

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. **L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi ovvero 3.5 addetti/MW.**

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell'indotto. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	171
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	124
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

Tabella 11.2: Distribuzione per Regioni degli occupati (diretti e indiretti) nel settore eolico in Italia (*Fonte Anev*)

Sulla base di tale criterio, durante la fase di esercizio, l'impianto eolico Orgosolo Oliena andrà a generare 270 addetti di cui 90 diretti e 180 indiretti.

Per la fase di realizzazione e dismissione, fase di cantiere, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 11 aerogeneratori da 7,2 MW e da un BESS di 30,6 MW, per una potenza complessiva di 109,8 MW, sono:

- 15 addetti in fase di progettazione autorizzativa dell'impianto;
- 20 addetti per fase di progettazione esecutiva dell'impianto
- 15 addetti per la fase di gestione per la realizzazione o dismissione dell'impianto

- 45 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

12. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Sardegna. Si è tenuto conto, inoltre, del PIEAR (Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale) della Regione Sardegna.

Nello specifico, dal punto di vista normativo, programmatico ed autorizzativo, il presente progetto si inquadra come di seguito specificato.

I riferimenti sotto citati possono non essere esaustivi, pertanto, ulteriori disposizioni di legge e norme in materia si considerano applicate anche se non indicate.

12.1. Normativa di riferimento

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento (a carattere non esaustivo) suddivise per settore tematico e in ordine cronologico crescente.

Settore energetico:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia

elettrica;

- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti).

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi (elenco non esaustivo):

- Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato con la deliberazione della Giunta Regionale n. 45/40 del 2 agosto 2016;
- Delibera di Giunta Regionale N. 59/90 del 27.11.2020, in merito all'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili;
- Delibera di Giunta Regionale N. 59/90 del 27.11.2020, in merito all'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 ("Norme integrative della legge 6

- dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica”);
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 (“Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”);
 - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 (“Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”);
 - Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (“Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”);
 - Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”);
 - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”);
 - Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
 - Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
 - Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
 - Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
 - CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
 - DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
 - Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
 - Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell’11 gennaio 2008
 - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
 - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in

merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;

- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M.LL.PP. 05/08/98 “Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne”;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 “Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare “Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT”, trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;

- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi");
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003,

recante “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.

- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 (“Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione” e successive istruzioni).
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”).

12.2. Procedimento autorizzativo

Il rilascio dell'autorizzazione unica (art. 12 del D. Lgs. 387/2003) deve avvenire entro il termine di 180 gg. dalla domanda secondo le fasi di seguito riportate:

- Istanza al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Sardegna;
- la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico

di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;

- a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

Si riporta di seguito l'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente:

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Sardegna
- Regione Sardegna– Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Sardegna – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Sardegna – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell'Acqua
- Regione Sardegna – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Sardegna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Sardegna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo
- Regione Sardegna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio
- Regione Sardegna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI
- Comune di Nuoro;
- Comune di Orgosolo;
- Comune di Oliena
- Provincia di Nuoro.

13. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

Le possibili alternative valutabili sono le seguenti:

1. Alternativa "0" o del "non fare";
2. Alternative di localizzazione;
3. Alternative dimensionali;
4. Alternative progettuali.

13.1. Alternativa "0"

Nella Valutazioni delle alternative, la prima potrebbe essere quella di non realizzare l'opera ovvero propendere per l'Alternativa "0".

Preferire l'Alternativa "0" comporterebbe il precludere la possibilità di sfruttare la risorsa eolica e quindi, a livello più ampio e su scala nazionale, non contribuire ad incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con conseguente perdurare di utilizzo di fonti fossili e di emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra quali anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui incremento nell'atmosfera comporterebbe un aumento dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici.

Di fatto, l'Unione Europea ha già stabilito i nuovi obiettivi relativi al 2030 in materia di energia e clima, individuati per la prima volta con il pacchetto "Clean Energy for all Europeans", sulla base del quale sono state emanate le Direttive europee vigenti e sono stati redatti i Piani di Azione Nazionale per l'Energia e il Clima.

	2020 Targets		2030 Targets	
	EU	ITALIA	EU	ITALIA
ENERGIE RINNOVABILI				
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi	20%	17%	32%	30%
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi dei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi termici			+ 1,3% anno	+ 1,3% anno
EFFICIENZA ENERGETICA				
Riduzione consumi primari rispetto allo scenario	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Riduzione consumi finali da politiche attive	- 1,5% anno	- 1,5% anno	- 0,8% anno	- 0,8% anno
EMISSIONI DI GAS SERRA				
Riduzione GHG (2005) nei settori ETS	-21%		-43%	
Riduzione GHG (2005) nei settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione GHG totali (1990)	-20%		-40%	

Tabella 13.1.1. Obiettivi europei e italiani per l'energia – Fonte GSE

Il settore appare inoltre in continua crescita: si prevede infatti, per il futuro dell'energia del vento in Italia, sicuramente l'installazione di nuovi impianti eolici sulle aree idonee del territorio nazionale, sia dal punto di vista della risorsa che dei vincoli ambientali, in modo da contribuire al raggiungimento degli obiettivi energetici stimati per il 2030, che si tradurrebbero in un sostanziale raddoppio nel giro di un decennio.

Il GSE, per esempio, stima che nel corso degli anni Venti di questo secolo la potenza installata raggiungerà quota 19 gigawatt.

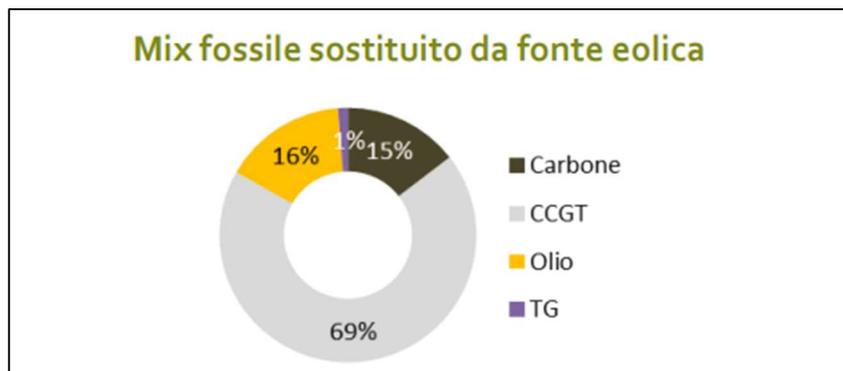


Figura 13.1.1. Ricostruzione del mix di tecnologie fossili sostituite dall'energia eolica – Fonte GSE

Tutto ciò si tradurrebbe, oltre che in un beneficio per la transizione energetica del paese, in un impatto significativo sull'occupazione. I green jobs legati all'eolico, infatti, potrebbero essere oltre 67mila nelle proiezioni da qui al 2030 fatte dall'ANEV con un impatto forte soprattutto in Puglia (11.600), Campania (8.600), Sicilia (6.800), Sardegna (6.800) e Lazio (5.500). Un terzo sarebbero gli occupati diretti, e due terzi gli indiretti.

In attesa della ridefinizione del Recovery Fund, il documento a cui fare riferimento è il PNIEC, secondo cui nel 2030 l'energia eolica italiana dovrebbe arrivare a circa 19.300 MW di capacità installata, di cui circa 900 MW dall'eolico offshore. Questa capacità garantirebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a 40 TWh, ovvero il 10% del consumo elettrico lordo nazionale. Tale scenario, secondo una stima dell'ANEV, contribuirebbe anche a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione.

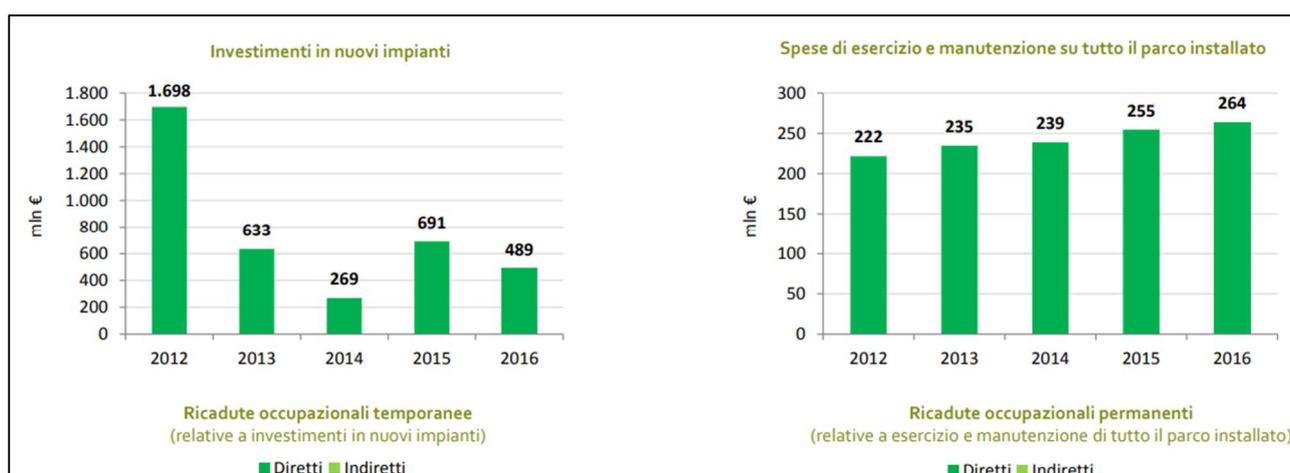


Figura 13.1.1: Stima ricadute occupazionali dell'eolico – Fonte GSE

Non realizzare l'impianto eolico e le relative opere connesse, comporterebbe a livello locale l'assenza degli impatti sull'ambiente e sul paesaggio, durante la fase di cantiere e di esercizio.

L'aspetto più evidente e principalmente impattante è quello visivo, ma, come si è dimostrato in fase di valutazione dell'incidenza cumulata con altri impianti già presenti, l'incremento dell'impatto visivo e

quindi dell'indice di affollamento risulta medio e tale da non modificare sostanzialmente la percezione del paesaggio.

Tra gli effetti negativi più rilevanti, emerge inoltre sicuramente il danneggiamento della fauna aviaria. Studiando però accuratamente i luoghi e le estensioni dei parchi eolici gli effetti dell'energia eolica sugli uccelli selvatici possono essere mitigati. In particolare, lo studio accurato è utile a diminuire i decessi soprattutto nelle specie di interesse conservazionistico.

Di contro, la non realizzazione dell'impianto, pur evitando tali impatti, concentrati e limitati nel tempo, e in larga parte mitigabili, come ampiamente illustrato nella presente relazione e negli elaborati di dettaglio, impedirebbe il contributo alla produzione di energia da fonti rinnovabili, limitando quindi la Regione di un'importante fonte di energia e a basso impatto ambientale, oltre che più economica rispetto ad altre forme di produzione di energia; rallentando di pari passo la transizione energetica del Paese. Inoltre, porterebbe al mancato incremento dell'occupazione che un tale impianto, se realizzato, offrirebbe nella Regione, impedendo quindi di fatto il miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale.

Nello specifico tale eventualità preclude la possibilità di fornire un contributo alla transizione ecologica e all'indipendenza energetica del nostro Paese, in quanto il parco eolico in progetto assicura una produzione di circa 163 GW annui attraverso l'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, come trattato nell'elaborato di progetto "OREG009 Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità". Una tale produzione serve a soddisfare il fabbisogno di circa 90.000 famiglie, aspetto che diviene sempre più importante vista la sempre maggiore richiesta energetica a livello domestico e industriale, conseguente allo sviluppo di nuove tecnologie auspicate nello scenario nazionale e internazionale.

Una diretta conseguenza di quanto sopra affermato riguarda un miglioramento della qualità dell'aria grazie all'abbattimento delle quantità di gas inquinanti e di CO₂, che, altrimenti, sarebbero prodotte e immesse nell'atmosfera da parte di diverse tipologie di impianti di produzione di energia elettrica, quali quelli da fonte fossile.

L'impianto in progetto assicura un abbattimento di circa 80.962,68/anno di anidride carbonica, 94,67 tonnellate/anno di ossido di azoto, 151,81 tonnellate/anno di anidride solforosa e 4,73 tonnellate/anno di polveri.

Inoltre, l'alternativa 0 non consente la generazione di nuovi posti di lavoro altrimenti derivanti dall'installazione dell'impianto in progetto, possibilità che, soprattutto in contesti caratterizzati da una maggiore disoccupazione, assume particolare rilievo.

Come riportato nel dettaglio nell'elaborato di progetto "OREG002 Relazione generale del progetto", l'impianto comporta la creazione di circa 270 addetti diretti ed indiretti in fase di esercizio e 125 addetti in fase di cantiere:

- 15 addetti in fase di progettazione autorizzativa dell'impianto;
- 20 addetti per fase di progettazione esecutiva dell'impianto
- 15 addetti per la fase di gestione per la realizzazione o dismissione dell'impianto
- 45 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

A tali considerazioni si aggiunge la possibilità di specializzare la mano d'opera locale, di creare nuovi professionisti di settore, di incrementare la fornitura di materiali locali, il noleggio di macchinari, la domanda di servizi indiretti (alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari, ristorazione e commercio al minimo di generi di prima necessità) e di migliorare le infrastrutture di viabilità necessarie al passaggio dei mezzi adoperati nelle varie fasi dell'opera.

Alla luce di tali osservazioni, l'impianto in progetto è considerato un'alternativa decisamente più vantaggiosa rispetto a quella di non realizzare alcuna opera.

13.2. Alternative di localizzazione

In merito alla selezione dell'area del parco sono state condotte alcune valutazioni preliminari guardando, in primo luogo, alla distanza più conveniente dalla stazione elettrica di trasformazione Terna, e allo stesso tempo escludendo le aree con maggiore presenza di siti tutelati, come specificato nell'Allegato b) alla Delib.G.R. n. 59/90 del 27.11.2020 del PEAR Sardegna, ovvero il documento intitolato "Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili", il quale identifica le aree e i siti non idonei all'installazione di tali impianti, riconducibili alle aree tematiche:

- a) Ambiente e agricoltura;
- b) Assetto idrogeologico;
- c) Beni culturali (Parte II del D.Lgs. 42/2004);
- d) Paesaggio (Parte III del D.Lgs. 42/2004 - Art. 136 e 157)
- e) Paesaggio (Parte III del D.Lgs. 42/2004 – Art. 142 - Aree tutelate per legge);
- f) Paesaggio (Parte III del D.Lgs. 42/2004 - Art. 143 comma 1 lettera d);
- g) Ulteriori contesti – beni identitari (Parte III del D.Lgs. 42/2004 - Art. 143 comma 1 lettera e);
- h) Siti UNESCO.

Parimenti, si è tenuto conto di alcuni parametri di progetto fondamentali, quali:

- la morfologia del territorio;
- l'adeguata distanza da fabbricati e strade esistenti, utilizzate da un elevato numero di veicoli;
- la distanza dal centro abitato e da beni paesaggistici e monumentali presenti nell'area.

Inoltre, gli obiettivi che hanno guidato la scelta finale si possono così riassumere:

- ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- migliorare il sistema viario esistente al fine di facilitare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento;
- minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna disponendo le macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 516 m;
- garantire condizioni di massima sicurezza sia in fase di installazione che di esercizio.

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.

Inoltre, la definizione del layout di progetto è scaturita da una serie di considerazioni che riguardano le peculiarità del sito individuato per l'impianto in oggetto.

In primo luogo, una valutazione anemologica del sito e una serie di valutazioni geologiche e geomorfologiche hanno consentito di individuare l'area d'impianto quale area a medio – alto potenziale eolico, essendo caratterizzata da un ottimo livello anemometrico.

Un attento studio dei siti Natura 2000 ha evidenziato che tutti gli aerogeneratori e la stazione elettrica non appartengono ai Siti di Interesse Comunitario e a Zone a Protezione Speciale, come ampiamente discusso in questa trattazione.

Inoltre, la scelta di aerogeneratori da 7,2 MW consente l'impiego di un numero ridotto di macchine, a parità di potenza, e una ridotta occupazione del territorio, che, tra l'altro, risulta essere prevalentemente antropizzato dall'uomo, data la presenza significativa di aree coltivate e di seminativi.

Le posizioni individuate per l'installazione delle turbine eoliche e per la stazione elettrica sono localizzate in un'area dove sono presenti strade tipo "mulattiere" che costituiranno, una volta adeguate, parte integrante della viabilità di progetto. Inoltre, le suddette opere sono prossime alla viabilità principale SP58.

La scelta dell'area d'impianto è anche una conseguenza di una puntuale ricognizione dei ricettori esistenti nei luoghi ad essa limitrofi, che, come riportato nella presente trattazione, risultano essere ad una distanza superiore al valore di gittata calcolato (circa 352 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 5 m, circa 335 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 10 m e circa 227 m nel caso di rottura accidentale dell'intera pala) e, con riferimento a quelli sensibili, ad una distanza tale per cui i livelli di emissione acustica simulati non superino i limiti imposti dalle normative nazionali e locali.

Il progetto, infine, prevede la completa rimozione dell'opera al termine del ciclo di vita della stessa e il totale ripristino dei luoghi attraverso uno specifico piano di dismissione.

13.3. Alternative dimensionali

Come ampiamente discusso, l'impianto in progetto presenta una potenza nominale pari a 109,8 MW ed è caratterizzato da 11 aerogeneratori di potenza nominale pari a 7,2 MW per una potenza totale di 79,2 MW, altezza della torre valutata al mozzo pari a 114 m, rotore di diametro pari a 172 m; e un sistema di accumulo di energia (BESS) della potenza pari a 30,6 MW.

La scelta tecnologica adottata è ricaduta su macchine di grande taglia in quanto consente una riduzione del relativo numero, a parità di potenza, e un'ottimizzazione della risorsa del vento.

La valutazione anemologica preliminare condotta sul sito individuato ha portato a propendere per tale aerogeneratore perché consente la massimizzazione dell'energia annua prodotta.

Inoltre, la turbina eolica individuata, sulla base delle specifiche fornite dal costruttore, è ritenuta idonea al contesto circostante da un punto di vista dell'impatto acustico, valutazione avvalorata anche alla luce delle simulazioni fatte a partire dalle misure di emissione acustiche, effettuate nella fase ante-operam e riportate nella presente trattazione.

Le caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore di progetto e l'ubicazione dei ricettori sensibili circostanti sono tali da ritenere tale macchina idonea al contesto da un punto di vista della sicurezza della popolazione nel caso di accidentale rottura dell'organo rotante.

Le caratteristiche dei dispositivi elettrici presenti all'interno della struttura della turbina in questione sono tali da non produrre un rilevante impatto elettromagnetico nelle arie adiacenti in quanto le emissioni restano confinate all'interno della struttura stessa.

Pertanto, a seguito dell'individuazione delle aree e delle posizioni idonee all'installazione degli aerogeneratori, applicando gli opportuni accorgimenti progettuali e il piano di mitigazione ambientale in fase di esercizio, sono state valutate le alternative dimensionale in funzione dei seguenti aspetto:

- caratteristiche specifiche del sito;

- infrastruttura viaria ed elettrica;
- caratteristiche anemologiche;
- disponibilità tecnologica degli aerogeneratori.

La scelta del numero di aerogeneratori, delle loro caratteristiche dimensionali e della relativa potenza nominale sono state considerate quale scelta ottimale per massimizzare dell'utilizzo della risorsa vento presente sull'area di progetto nel rispetto di tutti i parametri di cui sopra.

Realizzare un impianto eolico nella stessa area con un numero minore di aerogeneratori, di dimensioni inferiori e/o di potenza nominale inferiore comporterebbe degli impatti positivi minori in quanto la risorsa vento non sarebbe sfruttata nella maniera adeguata a parità di occupazione del suolo ed impatto sull'ambiente e sul paesaggio.

13.4. Alternative progettuali

L'energia eolica offre diversi vantaggi e, primo fra tutti, quello di essere un'energia pulita che non inquina e non produce rifiuti. Si reperisce facilmente e in modo costante e continuativo, e la durata nel tempo dei macchinari, che a confronto con quelli delle centrali geotermiche si smantellano e si riciclano più semplicemente, si attesta intorno ai 25 anni.

Oltre ad essere una risorsa inesauribile, l'eolico non produce di fatto emissioni di gas serra durante il funzionamento, e richiede una superficie di terra non eccessivamente vasta. L'impatto ambientale è quindi meno problematico e imponente rispetto a quello proveniente da altre fonti di energia.

Di fatto, tra le rinnovabili elettriche l'eolico è tra le fonti che presentano mediamente i maggiori risparmi di gas serra per unità energetica prodotta (**Figura 13.4.1.**).

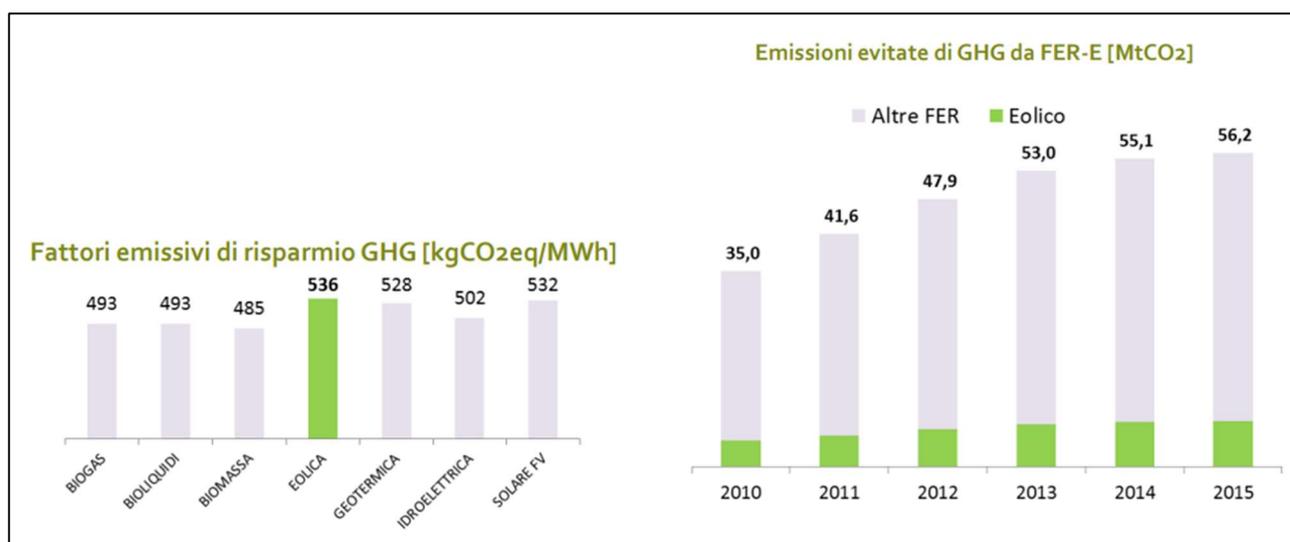


Figura 13.4.1. Emissioni di gas serra prodotte da diverse tecnologie FER – Fonte GSE

Si riportano di seguito anche alcuni dati di letteratura relativi al range di variabilità e alla media delle emissioni di gas serra durante l'intero ciclo di vita di alcune fonti energetiche, sia fossili che rinnovabili, dove è ancora più evidente il minimo impatto dato dagli impianti di energia eolica.

Fonti	Media (g CO2 eq./kWh)	Min (g CO2 eq./kWh)	Max (g CO2 eq./kWh)
Fotovoltaico	90	15	560
Eolico	25	7	130
Idroelettrico	41	1	200
Geotermico	170	150	1000
Carbone	1004	980	1200
Gas	543	510	760

Tabella 13.4.1. Potenziale di riscaldamento globale di alcune fonti energetiche

Come si può notare dai dati riportati, le emissioni delle fonti rinnovabili presentano un *range* di variabilità notevole per ogni tecnologia: fattori di variabilità sono infatti legati alle differenze ambientali, alla potenza e alla tecnologia dell'impianto.

In base ai dati del report 2019 dell'International Renewable Energy Agency (IRENA), l'energia del vento è la seconda tipologia di energia rinnovabile più prodotta al mondo (con 564 GW complessivi di capacità installata).

Le alternative progettuali alla realizzazione dell'impianto eolico, con lo scopo di produrre la stessa quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile e quindi contribuire al processo di transazione ecologica per il raggiungimento degli obiettivi Nazionali del 2030 e 2050, potrebbero essere quelli di realizzare impianti per la produzione di energia elettrica da altre fonti rinnovabili quali quella solare o la biomassa oppure l'alternativa tecnologica di utilizzare aerogeneratori di potenza inferiore.

L'alternativa progettuale di realizzare un impianto fotovoltaico nell'area individuata non risulta ottimale o conveniente, in quanto l'orografia del territorio è di tipo collinare e, quindi, non sarebbe la scelta ottimale dal punto di vista della fattibilità dell'opera con moltissimi aspetti negativi dal punto di vista ambientale e paesaggistico.

L'alternativa progettuale di realizzare un impianto a biomassa non è percorribile per la mancanza di materia prima disponibile in loco.

Pertanto, sulla base delle tecnologie ad oggi disponibili, la scelta progettuale di realizzare un impianto eolico, con aerogeneratori da 7,2 MW e nell'area di progetto individuata, risulta quella ottimale rispetto ad altre possibili come descritto in dettaglio nei paragrafi 7.4.1 e 7.4.2.

13.4.1. Alternativa progettuale 1

La prima alternativa progettuale presa in considerazione è quella di realizzare un impianto fotovoltaico

che assicuri la medesima produzione annua di energia elettrica dell'impianto in progetto e che si trovi su un terreno agricolo ben esposto al sole e sufficientemente vicino allo stesso punto di connessione elettrica della RTN.

In linea generale, l'impianto fotovoltaico è caratterizzato da una produzione energetica dipendente dalla particolare stagione dell'anno e dalle ore del giorno, mentre per un impianto eolico tale dipendenza è meno significativa, anche alla luce dei dati anemometrici e metereologici del sito consultati in fase di scelta progettuale.

In particolare, considerando che le ore equivalenti sono definite come le ore annue durante le quali, ipoteticamente, un impianto genera energia elettrica alla massima potenza e che risultano pari al rapporto tra l'energia elettrica totale prodotta in un anno e la potenza nominale, l'impianto eolico in progetto è caratterizzato da 2290 ore equivalenti, mentre per l'impianto fotovoltaico tali ore si riducono a 1500.

Conseguentemente, l'impianto in progetto assicura una produzione di energia elettrica totale annua ipotetica di $79,2 \text{ MW} \times 2290 \text{ h} = 163.231 \text{ MWh}$ al netto delle perdite.

Al fine di assicurare la medesima produzione e poter sostenere un confronto degli impianti, l'impianto fotovoltaico preso in considerazione quale prima alternativa progettuale è caratterizzato da una potenza nominale pari a $163.231 \text{ MWh} / 1500 \text{ h}$, ovvero circa 109 MW.

L'alternativa progettuale considerata, quindi, è quella di un impianto fotovoltaico di 109 MW, costituito da 22 campi fotovoltaici da 4,95 MW, ognuno contenente 7795 moduli FTV Candian Solar BiHiKu7 CS7N-635MB-AG da 635 W ciascuno.

Le cabine di campo hanno il compito di realizzare la trasformazione della tensione da 0,8 kV a 30 kV al fine di connettersi ad una stazione elettrica di trasformazione, prevista, quindi, anche per l'impianto alternativo.

Data l'orografia dell'area di progetto che ha caratteristiche morfologiche collinari con pendenze che variano tra il 10% e il 20%, l'impianto fotovoltaico verrà realizzato con pannelli fissi orientati a sud ed inclinati di 35° .

Per definire l'area di terreno necessario a realizzare tale impianto bisogna tenere in conto della distanza che devono avere le file dei moduli fotovoltaici al fine di evitare ombreggiamenti e del terreno riservato alle operazioni di manutenzione e/o parti dello stesso non utilizzabili.

Alla luce di tali considerazioni, l'estensione del terreno utile per la produzione di 1 MW può essere ritenuta pari a circa 2 ettari, e pertanto l'area occupata per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 109 MW è pari a circa 218 ettari.

L'impianto eolico in progetto, invece, presenta un'occupazione del suolo di circa 23,45 ettari in fase di cantiere e 17,5 ettari in fase di esercizio (di maggiore durata rispetto alla fase precedente), di gran lunga

inferiore ai 218 ettari da riservare all'impianto fotovoltaico; conseguentemente l'estensione del suolo utilizzato e sottratto all'agricoltura e alla flora è significativamente superiore rispetto al caso dell'impianto eolico in progetto.

In merito agli aspetti economici, tenendo in considerazione quanto riportato nel Quadro Economico ("OREG005 Quadro economico"), l'impianto eolico in progetto ha un costo totale di circa 91 milioni di euro.

Considerando che il costo necessario alla costruzione di un impianto fotovoltaico ammonta a circa 1 milione per MW di potenza installata, l'impianto alternativo, ad oggi, presenta un ammontare di circa 109 milioni, di gran lunga superiore al valore previsto per la costruzione dell'impianto eolico in progetto. Alle considerazioni fatte finora si aggiunge la difficoltà nell'individuazione di un'area di grandi dimensioni (circa 218 ettari), sufficientemente vicina al punto di connessione, che sia priva dei vincoli ambientali e paesaggistici imposti dalle normative vigenti.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che la scelta di realizzare un impianto eolico con aerogeneratori da 7,2 MW risulti più vantaggiosa.

13.4.2. Alternativa progettuale 2

In merito alle eventuali ulteriori alternative tecnologiche, in questo paragrafo, viene presa in valutazione l'utilizzo di aerogeneratori di dimensioni e potenza inferiori rispetto a quelle in Progetto al fine di ottenere la stessa produzione di energia elettrica con un numero maggiore di aerogeneratori.

Nello specifico, è stato effettuato un confronto con un impianto costituito da aerogeneratori simili a quelli installati nell'area di Progetto ed ipotizzando di installare un aerogeneratore Vestas V100 da 2 MW con altezza al mozzo pari a 95 m e diametro 100 m.

Per questa tipologia di aerogeneratore e per le caratteristiche anemologiche del sito si stima un numero di ore equivalenti pari a 2000. Sulla base di questa ipotesi, per produrre la stessa quantità di energia sarebbe necessario installare 45 aerogeneratori per una potenza totale installata pari a 90 MW.

Di seguito vengono confrontati gli impatti potenziali prodotti dai due impianti, ovvero:

- impianto di progetto di 11 aerogeneratori di potenza unitaria 7.2 MW, altezza al mozzo pari a 114 m e rotore di diametro pari a 172 m.
- impianto di 45 aerogeneratori di potenza unitaria 2 MW, altezza mozzo pari a 95 m e rotore di diametro pari a 100 m.

Impatto visivo

Per individuare l'area di ingombro visivo prodotto dagli aerogeneratori viene considerata l'inviluppo dell'area che si estende per 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori, secondo le linee guida nazionale DM/2010.

n. aerogeneratori	Altezza Tip	Limite impatto (50 volte altezza Tip)
11	200	10.000 m
45	145	7.250 m

L'area vasta viene definita applicando il suddetto buffer al poligono che congiunge gli aerogeneratori più esterni, ne consegue che il poligono che include tutti gli aerogeneratori dell'impianto da 45 WTG è di molto più grande rispetto a quello da 11 WTG in quanto il criterio di posizionamento è guidato dalla vincolistica dell'area e dalla distanza reciproca degli aerogeneratori pari a 5 D nella direzione del vento e 3 D nella direzione ortogonale a quella prevalente del vento. Sulla base di questa valutazione e del numero maggiore di aerogeneratori si può affermare che l'impatto visivo e l'indice di affollamento prodotto dall'impianto di 45 WTG è maggiore rispetto a quello dovuto dal progetto di 11 WTG.

La distanza di 5 diametri per la turbina da 7,2 MW è pari a 860 m, mentre per la turbina da 2 MW è pari a 500 m. Nelle aree prossime all'impianto, l'ampiezza del fronte visivo prodotto dai 45 aerogeneratori contro quello dovuto ai 11 in progetto è significativamente maggiore, con un effetto barriera superiore.

Impatto sul suolo

Al fine di valutare l'impatto sul suolo dei due impianti in valutazione, si assume che entrambi vengono realizzati esclusivamente su terreni seminativi.

In termini quantitativi l'occupazione di territorio è il seguente:

n. aerogeneratori	Area piazzole (fase di esercizio)	Piste (fase di esercizio)	TOTALE
11	1800 mq x 11 = 19.800 mq	16.417 m x 5 m = 82.085 mq	101.885 mq
45	1000 mq x 45 = 45.000 mq	4x16.417 m x 4.5 m = 295.506 mq	340.506 mq

Tale valutazione di massima ha messo in evidenza che il suolo occupato da un impianto costituito con WTG da 2 MW è oltre il triplo di quello occupato con macchine da 7.2 MW, a parità di energia prodotta, con conseguente maggiore consumo del suolo agricolo.

Impatto su flora-fauna ed ecosistema

Nel caso in cui si consideri l'installazione i aerogeneratori da 2 MW è evidente che il maggiore utilizzo

del suolo e comunque la presenza di aerogeneratori su un'area molto più ampia accentua l'impatto su fauna e flora.

La presenza di un maggior numero di aerogeneratori genera un maggiore effetto barriera sull'avifauna anche in considerazione del fatto che gli aerogeneratori da 2 MW possono essere ad una distanza minima di 300 m (3 diametri rotore da 100 m), contro la distanza minima di 516 m (3 diametri rotore da 172 m) degli aerogeneratori da 7,2 MW.

Pertanto, anche in termini di impatto su flora e fauna l'installazione di 45 aerogeneratori genera un maggiore impatto.

Impatto acustico

Per le due soluzioni tecnologiche in analisi, gli aerogeneratori saranno posti ad una distanza di sicurezza dalle abitazioni al fine di avere un impatto trascurabile sulla salute umana. Di contro le 45 WTG occupando un'area maggiore risulteranno maggiormente diffuse sul territorio ed in generale avranno un impatto acustico maggiore sulla fauna e l'avifauna.

Quadro Economico

Il Quadro economico del progetto (escludendo il BESS) per la realizzazione di 11 aerogeneratori da 7.2 MW riporta un costo totale di realizzazione pari a circa 71 milioni ovvero 0,97 Mln/MW.

Essendo l'impianto da 2 MW di potenza complessiva pari a 90 MW, sulla base del costo/MW stimato sopra, si può considerare un costo totale di realizzazione pari a circa 88 milioni di euro.

Tale incremento è giustificato in quanto per la realizzazione di 45 aerogeneratori di potenza pari a 2 MW si richiedono maggiori opere elettriche (maggiore lunghezza dei cavidotti) e di opera civili (maggiore lunghezza delle piste di accesso, numero superiore di fondazioni, in generale un cantiere più ampio etc) con un incremento di costi che viene stimato pari al 25%.

In conclusione, la realizzazione di un impianto con aerogeneratori da 2 MW per ottenere la stessa produzione di energia ottenuta con l'impianto realizzato con aerogeneratori da 7,2 MW non è da preferire a quest'ultima per le seguenti ragioni:

- maggiore impatto visivo;
- maggiore disturbo della flora e fauna
- maggiore consumo di suolo agricolo;
- maggiore interferenza acustica;
- maggiore costo di realizzazione e dismissione.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che la scelta di realizzare un impianto con aerogeneratori da 7,2 MW risulti più vantaggiosa.

14. SINTESI DEI RISULTATI

Il presente elenco sintetizza le valutazioni dell'impatto ambientale dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico sia in fase di cantiere che in fase di esercizio per i quali gli interventi di mitigazione/compensazione e di monitoraggio sono riportati nei relativi elaborati di riferimento:

- popolazione e salute umana: impatto basso;
- biodiversità: impatto basso;
- flora: impatto basso;
- fauna: impatto medio;
- avifauna: impatto medio;
- suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare: impatto basso;
- paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali: impatto medio;
- archeologico: impatto medio;
- acqua: impatto basso;
- aria e clima: impatto basso;
- rumore: impatto basso.

15. CONCLUSIONI

Il progetto si inserisce in un contesto politico globale che mira alla transizione ecologica a livello nazionale ed europeo e a rendere il nostro Paese maggiormente indipendente da fonti energetiche straniere. Il Parco eolico Orgosolo-Oliena, grazie all'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, rende possibile la produzione di circa 163 GWh/annui utili a soddisfare il fabbisogno energetico di circa 90.000 nuclei famigliari.

Quanto affermato sopra deriva dalla considerazione che l'area d'installazione dell'impianto eolico ha una ventosità adeguata alla produzione di energia e non risulta particolarmente rilevante dal punto di vista naturalistico, in quanto, non essendo parte delle aree protette dallo strumento istituito dall'Unione Europea per la conservazione della Biodiversità "Natura 2000" (ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat"), non presenta un valore tale da essere inclusa in quelle aree nelle quali la secolare presenza dell'uomo e delle sue attività tradizionali ha permesso il mantenimento di un equilibrio tra attività antropiche e natura e per le quali è necessario conservare non solo gli habitat naturali ma anche quelli seminaturali (come le aree ad agricoltura tradizionale, i boschi utilizzati, i pascoli, ecc.).

Sulla base dello studio condotto si può, quindi, sintetizzare che:

- la popolazione e la salute umana non subiscono un impatto negativo dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico per il rispetto di tutte le norme vigenti, bensì riceveranno un impatto

- positivo a livello occupazione, in fase di costruzione e di esercizio, e di miglioramento della qualità dell'aria grazie all'abbattimento della quantità di CO₂ immessa nell'atmosfera da parte di altre tipologie di impianti di produzione energia elettrica da fonti fossili;
- la Biodiversità, l'aria e l'acqua non subiscono sostanziali impatti negativi in quanto il progetto non viene realizzato in zone protette e di conservazione di particolari specie animali o vegetali, grazie al basso indice di occupazione del suolo in fase di esercizio e per il piano di monitoraggio e mitigazione previsto per la protezione dell'avifauna;
 - il paesaggio subisce una modifica legata alle dimensioni degli aerogeneratori, ma si ritiene che tale impatto sia compatibile con l'area interessata grazie agli accorgimenti di mitigazione dell'impatto in fase di progettazione e la scelta di un'area che si presta per sue caratteristiche paesaggistiche alla produzione di energia eoliche per l'ottenimento dei benefici di cui sopra e per contribuire alla transizione ecologica necessaria alla sostenibilità dell'ambiente e a rendere maggiormente indipendente la nostra Nazione dal punto di vista energetico, alla luce dell'attuale contesto politico mondiale.