



REGIONE
SARDEGNA



COMUNE DI
PUTIFIGARI



COMUNE DI
ITTIRI



PROVINCIA DI
SASSARI

PROGETTO DEFINITIVO

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "Monte Rosso" con potenza di immissione in rete pari a 92.4 MW e relative opere connesse da realizzarsi nei comuni di Putifigari ed Ittiri (SS)

Titolo elaborato

Relazione generale

Codice elaborato

F0529AR01A

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Progettazione



F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giovanni Di Santo)



Gruppo di lavoro

Dott. For. Luigi ZUCCARO
Ing. Giuseppe MANZI
Ing. Alessandro Carmine DE PAOLA
Ing. Flavio TRIANI
Ing. Gerardo SCAVONE
Ing. Monica COIRO
Ing. Simone LOTITO
Arch. Gaia TELESCA



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).

Consulenze specialistiche

Committente



wpd Monte Rosso S.r.l.

Viale Regina Margherita 33, 09124 Cagliari (CA)

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Febbraio 2023	Prima emissione	ADP	GMA	GDS

Sommario

1	Introduzione	5
1.1	Dati generali proponente	5
1.2	Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto	6
1.2.1	Realizzazione dell'impianto	6
1.2.2	Gestione dell'impianto	9
1.2.3	Dismissione dell'impianto	9
1.3	Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale	10
1.3.1	Tendenza demografica	10
1.3.2	Andamento dei settori produttivi	13
1.3.3	Occupazione e reddito	14
1.3.4	Mercato del credito e finanza pubblica	16
1.3.5	Mortalità	16
2	Descrizione generale del progetto	19
2.1	Riferimenti normativi	21
2.1.1	Settore ambientale	21
2.1.2	Settore energetico	23
2.1.3	Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione	25
2.1.4	Opere civili e sicurezza: Criteri generali	27
2.1.5	Opere civili e sicurezza: Zone sismiche	27
2.1.6	Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni	28
2.1.7	Opere civili e sicurezza: Norme tecniche	28

2.2	Elenco delle autorizzazioni, nulla osta, pareri comunque denominati e degli Enti competenti per il loro rilascio compresi i soggetti gestori delle reti infrastrutturali	29
2.3	Normativa tecnica di riferimento	29
3	Descrizione stato di fatto del contesto	31
3.1	Descrizione del sito d'intervento	31
3.1.1	Inquadramento geologico, litologico e geomorfologico	31
3.1.2	Sismico	33
3.1.3	Acque e qualità delle acque superficiali e sotterranee	33
3.2	Beni paesaggistici e culturali nell'area di intervento	36
3.3	Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali	38
3.3.1	Alternativa "0"	39
3.3.2	Alternative localizzative/dimensionali	39
3.3.3	Alternative progettuali	43
4	Il progetto	46
4.1	Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento	46
4.2	Descrizione di dettaglio delle opere civili	51
4.2.1	Fondazioni	51
4.2.2	Viabilità	51
4.2.3	Piazzole di montaggio e di stoccaggio	53
4.2.4	Aree logistiche di cantiere	54
4.2.5	Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia	55
4.2.6	Impianto elettrico	55
5	Disponibilità aree ed individuazione delle interferenze	65
6	Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto	66

7	Esito delle valutazioni delle criticità ambientali	71
8	Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.	87
9	Relazione sulla fase di cantierizzazione	88
10	Relazione sulla fase di cantierizzazione	92
10.1	Cronoprogramma della producibilità	95

1 Introduzione

Il parco in oggetto sarà costituito da n. 14 aerogeneratori della potenza nominale di 6.6 MW ciascuno, con potenza complessiva in immissione di 92.4 MW, STMG Terna ID 202100120. In particolare, i territori comunali di: Ittiri e Putifigari saranno interessati dall'installazione dei 14 aerogeneratori e dal tracciato del cavidotto di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). La SET ricadrà nel territorio comunale di Ittiri.

Gli aerogeneratori che potranno essere installati sono delle seguenti tipologie: Siemens Gamesa SG170-HH165 m o altro modello simile.

Il progetto proposto ricade **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"**, pertanto risulta soggetto al procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale per il quale il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica di concerto con il Ministero della Cultura, svolge il ruolo di autorità competente in materia.

1.1 Dati generali proponente

wpd ha come mission lo sviluppo delle energie sostenibili, attraverso know-how avanzato, innovazione tecnologica e integrazione con il territorio e le comunità locali. Questi sono i quattro fattori chiave grazie ai quali il marchio wpd, presente in Italia dal 2006, è diventato anche nel nostro Paese uno dei punti di riferimento nel settore chiave delle energie rinnovabili, in particolare dell'eolico.

wpd opera in Italia con un doppio approccio: da un lato con lo sviluppo di progetti "green field", dall'altro con l'acquisizione di progetti già autorizzati per portarli a realizzazione. In particolare, lo sviluppo di progetti in proprio rappresenta una delle attività specifiche di wpd Italia, che si avvale, a seconda dei casi, anche del supporto di collaboratori esterni ben inseriti nel territorio che hanno il compito di contribuire a integrare le esigenze peculiari delle varie realtà locali con quelle del progetto specifico. Unendo da un lato le capacità finanziarie, gestionali e tecnologiche, dall'altro l'attività di acquisizione di progetti in via di sviluppo o autorizzati, wpd Italia si pone come il partner industriale ideale per affrontare la sfida dell'energia rinnovabile. Nell'interesse di tutti gli attori coinvolti, a partire da quelli del territorio. Il Gruppo wpd nasce in Germania, a Brema, nel 1996. Da oltre 20 anni opera nel settore delle energie rinnovabili, in particolare da fonte eolica. Il Gruppo, in continuo sviluppo, è presente con le sue società controllate in 28 Paesi (Europa, Asia, America del nord), dove lavorano oltre 3500 persone. Ad oggi il Gruppo wpd ha installato oltre 2550 torri eoliche – con una capacità totale di circa 5740 MW – ed è direttamente responsabile del funzionamento e della gestione di 513 parchi eolici, equivalenti a 5.3 GW di potenza installata. Il Gruppo ha ottenuto il riconoscimento "A" dall'agenzia di rating Euler Hermes del gruppo Allianz, a testimonianza dell'alta affidabilità finanziaria dell'impresa. Nel 2006 wpd fa il suo ingresso nel mercato italiano delle energie rinnovabili con la progettazione di 3 impianti solari fotovoltaici – 2 in Calabria nel Comune di Lamezia Terme (CZ) ed 1 nel Lazio nel Comune di Minturno (LT), ognuno della potenza di 1 MW – che, in esercizio dal 2008, sono stati tra i primi impianti di grande taglia autorizzati ad aver goduto della tariffa incentivante del Primo Conto Energia. wpd Italia ha in corso di Autorizzazione oltre 900 MW di progetti eolici in Puglia, Lazio, Calabria, Campania e Sardegna.

Caratteristiche generali

L'area può essere classificata come semplice, senza ostacoli significativi, con accesso garantito da strade Statali e Provinciali in ottime condizioni.

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di Siemens Gamesa SG170 - HH165 con potenza massima 6.6 MW o similare.

Si può affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

La stima energetica del parco in progetto è stata ottenuta a partire dal campo di velocità sulle posizioni delle turbine, considerando la curva di potenza caratteristica della macchina considerata. L'energia lorda prodotta dall'intero impianto e le perdite di scia vengono riportate nell'elaborato "Analisi anemologica del sito e analisi della producibilità attesa".

1.2 Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto

1.2.1 Realizzazione dell'impianto

La realizzazione dell'impianto avverrà attraverso le fasi di seguito riportate:

- realizzazione opere provvisionali;
- realizzazione di opere civili di fondazione,
- attività di montaggio;
- realizzazione di opere di viabilità stradale;
- realizzazione di cavidotti e rete elettrica.

Opere provvisionali

Le opere provvisionali riguardano la predisposizione delle aree da utilizzare durante la fase di cantiere come piazzole per i montaggi delle torri e degli aerogeneratori e il conseguente carico e trasporto del materiale di risulta. Tali opere sono di natura provvisoria ossia limitate alla sola fase di cantiere.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari ad almeno 2.000 m² costituita da:

- Area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; all'interno dell'area parco sono previste due aree destinate temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, con un'estensione pari a circa 5000 m² ciascuna.

Le superfici delle piazzole realizzate per consentire il montaggio e lo stoccaggio degli aerogeneratori, verranno in parte ripristinate all'uso originario (piazzole di stoccaggio) e in parte ridimensionate (piazzole di montaggio), in modo da consentire facilmente eventuali interventi di manutenzione o sostituzione di parti danneggiate dell'aerogeneratore.

Le caratteristiche e la tipologia della sovrastruttura delle piazzole devono essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione da effettuarsi nel luogo ove verrà realizzata la piazzola sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la sovrastruttura in misto stabilizzato verrà rimossa nelle aree di montaggio e stoccaggio componenti, nonché nelle aree per l'installazione delle gru ausiliarie e nella zona di stoccaggio pale laddove presente.

Infine, la realizzazione delle piazzole prevede opere di regimazione idraulica tali da garantire il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali esistenti, prevenendo dannosi fenomeni di dilavamento del terreno.

Opere civili di fondazione

L'aerogeneratore andrà a scaricare gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato di tipo diretto, ovvero dei plinti di fondazione, essi sono stati calcolati preliminarmente in modo tale da poter sopportare il carico della macchina e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dall'azione cinetica delle pale in movimento.

Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione sono state eseguite con i metodi ed i procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le strutture di fondazione sono dimensionate in conformità alla normativa tecnica vigente.

I plinti di fondazione sono stati dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno derivanti dalle indagini geologiche e sulla base dall'analisi dei carichi trasmessi dalla torre (forniti dal costruttore dell'aerogeneratore).

I plinti hanno un diametro pari a 25.50 m ed altezza variabile da 2.90 m (esterno gonna aerogeneratore) a 0.70 m (esterno plinto). Ad ogni buon conto, tutti i calcoli eseguiti e la relativa scelta dei materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche significative per garantire i necessari livelli di sicurezza. Pertanto, quanto riportato nel presente progetto, potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, in termini sia dimensionali (diametro platea, lunghezza e diametro pali) sia di forma (platea circolare/dodecagonale/etc., numero pali) fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

Attività di montaggio

Ultimate le fondazioni, il lavoro d'installazione delle turbine in cantiere consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

- trasporto e scarico dei materiali relativi agli aerogeneratori;
- controllo delle torri e del loro posizionamento;
- montaggio torre;
- sollevamento della navicella e relativo posizionamento;
- montaggio delle pale sul mozzo;
- sollevamento del rotore e dei cavi in navicella;
- collegamento delle attrezzature elettriche e dei cavi al quadro di controllo a base torre;
- messa in esercizio della macchina.

Le strutture in elevazione saranno costituite unicamente dalla torre che rappresenta il sostegno dell'aerogeneratore, ossia del rotore e della navicella: la torre sarà composta da un elemento ibrido in acciaio e calcestruzzo a sezione circolare, finita in superficie con vernici protettive, avrà una forma tronco

conica cava internamente e sarà realizzata in conci assemblati in opera con altezza media dell'asse del mozzo dal piano di campagna pari al massimo a 165 m.

La torre sarà accessibile dall'interno. La stessa sarà rastremata all'estremità superiore per permettere alle pale, flesse per la spinta del vento, di poter ruotare liberamente. Sempre all'interno della torre, troveranno adeguata collocazione i cavi per il convogliamento e trasporto dell'energia prodotta alla cabina di trasformazione posta alla base della stessa, dalla quale sarà poi indirizzata nella rete di interconnessione interna al parco eolico, per essere inviata tramite elettrodotto interrato 30 kV alla nuova stazione di connessione 30/150 kV posta in prossimità del parco, nel comune di Ittiri (SS).

Cavidotti e rete elettrica interna al parco

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico possono essere schematicamente suddivise in due sezioni:

- opere elettriche di trasformazione e di collegamento fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla rete del Gestore Nazionale.

L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore sarà trasformata da bassa a media tensione per mezzo del trasformatore installato a bordo dello stesso e quindi trasferita al quadro MT all'interno della struttura di sostegno tubolare.

Viabilità

Questa categoria di opere civili sarà costituita dalle strade di accesso e di servizio che si rendono indispensabili per poter raggiungere i punti ove collocare fisicamente gli aerogeneratori a partire dalla viabilità esistente.

Le aree interessate dai lavori per la realizzazione del parco eolico risultano, già allo stato attuale, perlopiù accessibili ai mezzi d'opera necessari alla realizzazione dei lavori; infatti, la viabilità esistente presente nell'area è già oggi idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, si presta al trasporto eccezionale dei componenti degli aerogeneratori. Tale condizione al contorno consentirà di minimizzare la viabilità di nuova costruzione e dunque, soprattutto in fase di cantiere, ridurrà la magnitudo degli impatti.

La viabilità interna al parco eolico, quindi, sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti adeguate, in parte da adeguare e da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

Bisogna sottolineare che tutte le strade saranno in futuro solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, e saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra.

Cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale

I cavidotti interrati, indispensabili per il trasporto dell'energia elettrica da ciascun aerogeneratore alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) per la successiva immissione in rete, percorreranno lo stesso tracciato della viabilità di servizio prevista per i lavori di costruzione e gestione del parco eolico. Nelle aree esterne a quelle interessate dai lavori i tracciati sfrutteranno per quanto possibile la viabilità pubblica principalmente al fine di minimizzare gli impatti sul territorio interessato. Essi attraverseranno i territori comunali di: Ittiri e Putifigari localizzati in provincia di Sassari.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Utente avverranno tramite linee in MT interrate, esercite a 30 kV, ubicate sfruttando per quanto possibile la rete stradale esistente ovvero lungo la rete viaria da adeguare/realizzare ex novo nell'ambito del presente progetto.

La stazione elettrica

Si prevede che il nuovo elettrodotto a 30 kV collegherà il parco in oggetto allo stallo a 30 kV della stazione Elettrica di Trasformazione Utente (SET Utente), ivi avverrà la trasformazione 30/150 kV e successivamente il **collegamento in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Ittiri"**.

1.2.2 Gestione dell'impianto

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche saranno dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella.

1.2.3 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.

Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè 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 garantiti da idonee fidejussioni ai sensi del DM del 10 settembre 2010.

A grandi linee di seguito si riportano le attività che verranno introdotte nel caso in cui, alla fine della vita utile, si decidesse di dismettere l'impianto eolico.

Verranno smontate le torri, in opera rimarrà solamente parte del plinto di fondazione che sarà rinterrato garantendo un franco di almeno un metro dal piano campagna.

Per le piazzole sono previsti i seguenti interventi:

- rimozione di parte del terreno di riporto per le piazzole in rilevato. Il materiale di risulta sarà in parte riutilizzato e la parte in esubero verrà recuperata se le caratteristiche qualitative dei terreni lo consentono;
- rinverdimento con formazione di un tappeto erboso con preparazione meccanica dello stesso, concimazione di fondo, semina manuale o meccanica di specie vegetali autoctone.

Si procederà alla disconnessione del cavo elettrico, l'operazione di dismissione prevederà le seguenti operazioni:

- scavo a sezione ristretta lungo la trincea dove sono stati posati i cavi, rimozione in sequenza di nastro segnalatore, tubo corrugato (eventuale), tegolino protettivo, conduttori;
- rimozione dello strato di sabbia cementata e asfalto ove presente.

Dopo aver rimosso in sequenza i materiali, saranno ripristinati i manti stradali utilizzando quanto più possibile i materiali di risulta dello scavo stesso.

Naturalmente, dove il manto stradale è di tipo sterrato sarà ripristinato allo stato originale mediante un'operazione di costipatura del terreno, mentre dove il manto stradale è in materiale asfaltato sarà ripristinato l'asfalto asportato.

1.3 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale

1.3.1 Tendenza demografica

Il quadro demografico italiano è caratterizzato da un **decremento della popolazione residente** del 2% dal 2016 ad oggi, mentre in Sardegna si registra un calo maggiore pari al 3.9%. Tale tendenza è confermata dalla provincia di Sassari, che si attesta su un decremento del 3%, ed ancor di più dai comuni di Ittiri (SS) e di Putifigari (SS) interessati dall'intervento che registrano rispettivamente un decremento della popolazione del 7.6% e del 4.8% (ISTAT, 2016-2022).

La densità di popolazione di Ittiri (72.39 ab/km²) risulta inferiore a quella nazionale (195.26 ab/km²) ed a quella provinciale (110.63 ab/km²), ma paragonabile a quella regionale (65.53 ab/km²) al contrario del valore di Putifigari (13.07 ab/km²).

Tabella 1: Popolazione residente nell'area di interesse (Fonte: ISTAT, ricostruzione della popolazione al 01/01/2016-2022)

Territorio	Sup. [km ²]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 *	Var. % 22/16	Dens. ab.
Italia	302072,84	60.163.712	60.066.734	59.937.769	59.816.673	59.641.488	59.236.213	58.983.112	- 2,0	195,26
Sardegna	24100,02	1.642.492	1.636.839	1.631.040	1.622.257	1.611.621	1.590.044	1.579.181	- 3,9	65,53
Provincia di Sassari	4285,91	488.904	488.453	487.509	486.689	484.407	476.357	474.142	- 3,0	110,63
Ittiri	111,46	8.736	8.659	8.586	8.511	8.406	8.188	8.069	- 7,6	72,39
Putifigari	53,10	729	732	720	722	719	707	694	- 4,8	13,07

* Dati stimati

La crisi pandemica da Covid-19 ha esercitato un forte impatto sui comportamenti demografici e ha causato un forte stress sulle strutture sanitarie che si è riflesso sulla capacità di prevenzione e cura delle malattie.

Il trend demografico italiano, dunque, si conferma verso il basso, con dinamiche deboli sul versante del ricambio della popolazione: nel 2020 c'è stato un record minimo di nascite, un alto numero di decessi, un basso saldo migratorio ed un innalzamento ulteriore dell'età media, ma un forte abbassamento del livello di sopravvivenza a causa dell'elevato rischio di mortalità soprattutto nelle fasce di età avanzata; nel 2021 si è verificato un rallentamento del calo demografico, con la natalità al minimo storico, una mortalità alta ma in calo rispetto al 2020, un saldo migratorio con l'estero in ripresa ed un innalzamento ulteriore dell'età media e della speranza di vita alla nascita.

I grafici riportati di seguito, detti **Piramide delle Età**, rappresentano la distribuzione della popolazione residente per sesso ed età al primo gennaio 2020 a livello nazionale e nella provincia e nei comuni interessati dall'intervento (su dati Istat). La popolazione è riportata per classi quinquennali di età

sull'asse delle ordinate (Y), mentre sull'asse delle ascisse (X) sono riportati due grafici a barre a specchio con i maschi (a sinistra) e le femmine (a destra).

In generale, la forma di questo tipo di grafico dipende dall'andamento demografico di una popolazione, con variazioni visibili in periodi di forte crescita demografica o di cali delle nascite per guerre o altri eventi. In Italia ha avuto la forma simile ad una piramide fino agli anni '60 del secolo scorso, cioè fino agli anni del boom demografico.

Caratteristiche demografiche

Frequenza: Annuale, **Territorio:** Italia, **Indicatore:** Popolazione residente, **Anno:** 2020

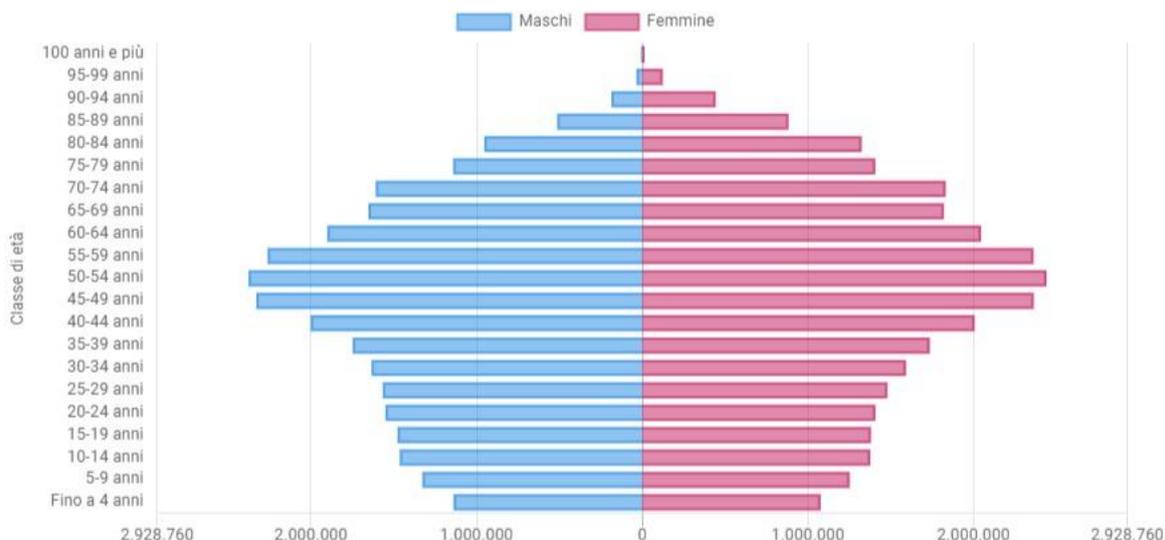


Figura 1: Distribuzione della popolazione residente per sesso ed età in Italia (Fonte: ISTAT)

Caratteristiche demografiche

Frequenza: Annuale, **Territorio:** Provincia di Sassari, **Indicatore:** Popolazione residente, **Anno:** 2020

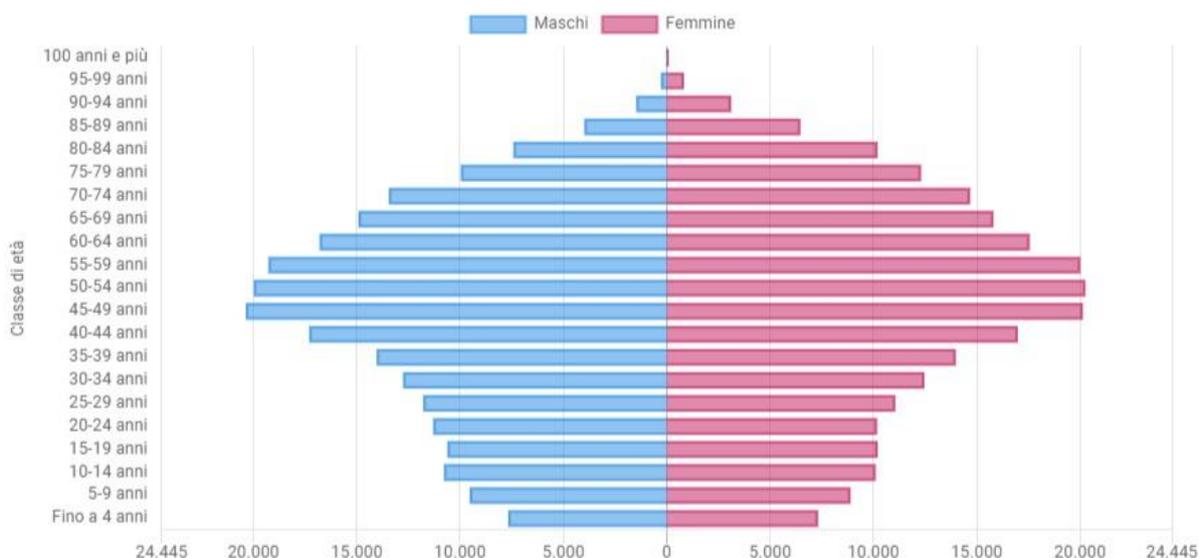


Figura 2: Distribuzione della popolazione residente per sesso ed età in provincia di Sassari (Fonte: ISTAT)

Caratteristiche demografiche

Frequenza: Annuale, Territorio: Ittiri, Indicatore: Popolazione residente, Anno: 2020

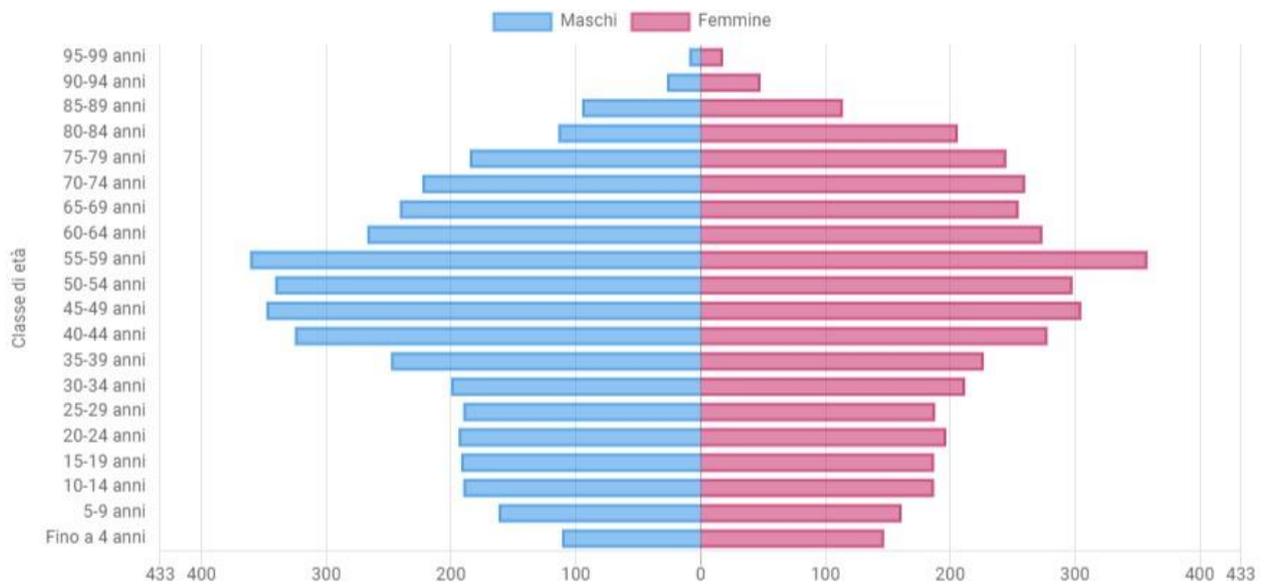


Figura 3: Distribuzione della popolazione residente per sesso ed età nel comune di Ittiri (Fonte: ISTAT)

Caratteristiche demografiche

Frequenza: Annuale, Territorio: Putifigari, Indicatore: Popolazione residente, Anno: 2020

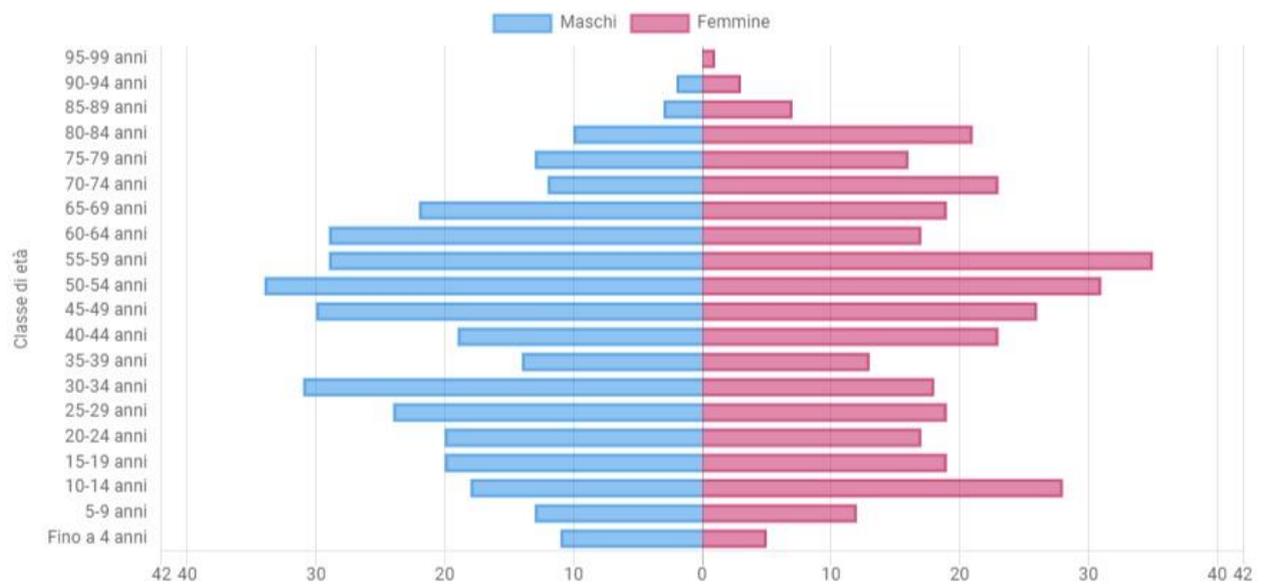


Figura 4: Distribuzione della popolazione residente per sesso ed età nel comune di Putifigari (Fonte: ISTAT)

L'evoluzione demografica italiana è caratterizzata da una persistente bassa natalità e da una longevità sempre più marcata.

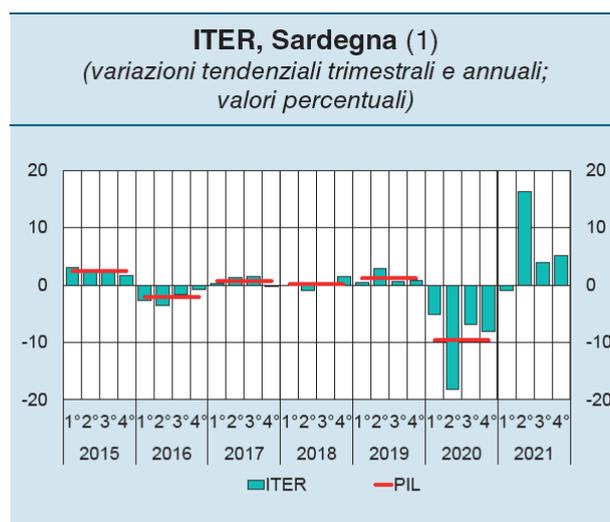
La popolazione, per effetto della dinamica naturale negativa (accentuata dagli effetti, diretti ed indiretti, della pandemia da covid-19 negli ultimi anni), ha da tempo perso la sua capacità di crescita, non riuscendo più a "sostituire" chi muore con chi nasce.

1.3.2 Andamento dei settori produttivi

Nel 2021 l'economia della regione Sardegna – come riportato nella collana Economie regionali redatto annualmente dalla Banca d'Italia (<https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/economie-regionali/index.html>) – è **progressivamente migliorata**, beneficiando del miglioramento del quadro epidemiologico e del progressivo avanzamento della campagna vaccinale.

La congiuntura è nettamente migliorata dai mesi primaverili: le stime basate sull'indicatore trimestrale dell'economia regionale della Banca d'Italia (ITER) indicano un marcato incremento dell'attività economica in Sardegna da aprile a giugno, poi proseguito in misura più contenuta nel resto dell'anno. Alla crescita dell'economia hanno contribuito l'irrobustimento dei consumi, la risalita ancora debole degli investimenti e la ripresa della domanda estera, generalizzata a tutte le principali produzioni; tuttavia, alla fine dello scorso anno una quota non trascurabile di attività produttive in regione rimaneva ancora condizionata dagli effetti della crisi sanitaria.

Dall'autunno scorso il quadro economico internazionale ha iniziato ad indebolirsi, riflettendo una ripresa dei contagi da coronavirus, le difficoltà nel reperimento di alcuni input produttivi e l'acuirsi di tensioni geopolitiche, culminate a fine febbraio con l'invasione russa dell'Ucraina: queste frizioni si sono tradotte in un aumento marcato dei prezzi di alcune materie prime, soprattutto di quelle energetiche, con ricadute maggiori sui settori produttivi energivori.



Fonte: elaborazioni su dati Istat, *Conti economici territoriali*, Terna e Regione Autonoma della Sardegna.

(1) ITER è un indicatore della dinamica trimestrale dell'attività economica territoriale sviluppato dalla Banca d'Italia. Le stime dell'indicatore regionale sono coerenti, nell'aggregato dei quattro trimestri dell'anno, con il dato del PIL regionale rilasciato dall'Istat per gli anni fino al 2020 (edizione di dicembre del 2021). Per la metodologia adottata si rinvia a V. Di Giacinto, L. Monteforte, A. Filippone, F. Montaruli e T. Ropele, *ITER: un indicatore trimestrale dell'economia regionale*, Banca d'Italia, Questioni di economia e finanza, 489, 2019.

Figura 5: Rilevazione sull'indicatore trimestrale dell'economia regionale (elaborazione Banca d'Italia)

Nel 2021 il quadro congiunturale del settore produttivo è migliorato, con intensità diverse, in tutti i comparti.

Le imprese del settore primario hanno registrato un parziale recupero nei primi mesi dell'anno grazie alla domanda proveniente dai settori ricettivo e della ristorazione (che erano stati maggiormente interessati dalla crisi pandemica), a cui nella seconda parte dell'anno si sono contrapposti gli aumenti dei

costi operativi, riguardanti in particolare l'acquisto dei beni energetici e delle materie prime. Le recenti tensioni internazionali legate all'invasione russa dell'Ucraina potrebbero indebolire ulteriormente i conti economici delle aziende, specialmente per l'aumento dei costi dei fertilizzanti e dei mangimi in connessione con le difficoltà ad importarli dalle aree coinvolte dal conflitto.

Le principali produzioni dell'industria regionale si sono rafforzate ed il fatturato è tornato ad aumentare: la maggiore richiesta di carburanti – sia sul mercato nazionale sia all'estero – ha inciso positivamente su quelle **petrolifere** e la domanda per le aziende dei **settori alimentare, della chimica e dei metalli** si è irrobustita; tuttavia, la propensione agli investimenti delle imprese del comparto è risultata ancora debole.

L'attività del comparto è cresciuta soprattutto nella prima parte dell'anno, perdendo slancio negli ultimi mesi per le crescenti difficoltà di approvvigionamento di materie prime e per l'aumento dei costi energetici.

L'attività nelle costruzioni si è intensificata: sono salite le spese dei privati, anche per via degli incentivi fiscali, e quelle per opere pubbliche ed il mercato immobiliare è stato caratterizzato da un incremento delle compravendite e dei prezzi di vendita.

L'attività è cresciuta sensibilmente anche nei servizi – che erano stati i più colpiti dalle misure restrittive di contrasto alla pandemia – con un aumento del fatturato e degli investimenti. Nel turismo si è osservata una ripresa della domanda che ha coinvolto sia i visitatori italiani sia quelli stranieri, le cui presenze sono risultate tuttavia ancora distanti dal picco registrato prima dell'emergenza sanitaria. Questa dinamica si è accompagnata ad un andamento positivo anche nel commercio e nei trasporti, dopo la contrazione dell'anno precedente.

La natalità netta delle imprese è tornata ad aumentare per effetto della ripresa delle iscrizioni e della riduzione delle fuoriuscite dal mercato. Nel corso dell'anno si è registrato un rafforzamento della redditività, sospinta dall'espansione delle vendite, su livelli simili a quelli precedenti la pandemia. La liquidità si è attestata su valori elevati, a seguito sia di condizioni di accesso al credito ancora distese, sia di una contenuta propensione agli investimenti, prevalentemente nel settore industriale.

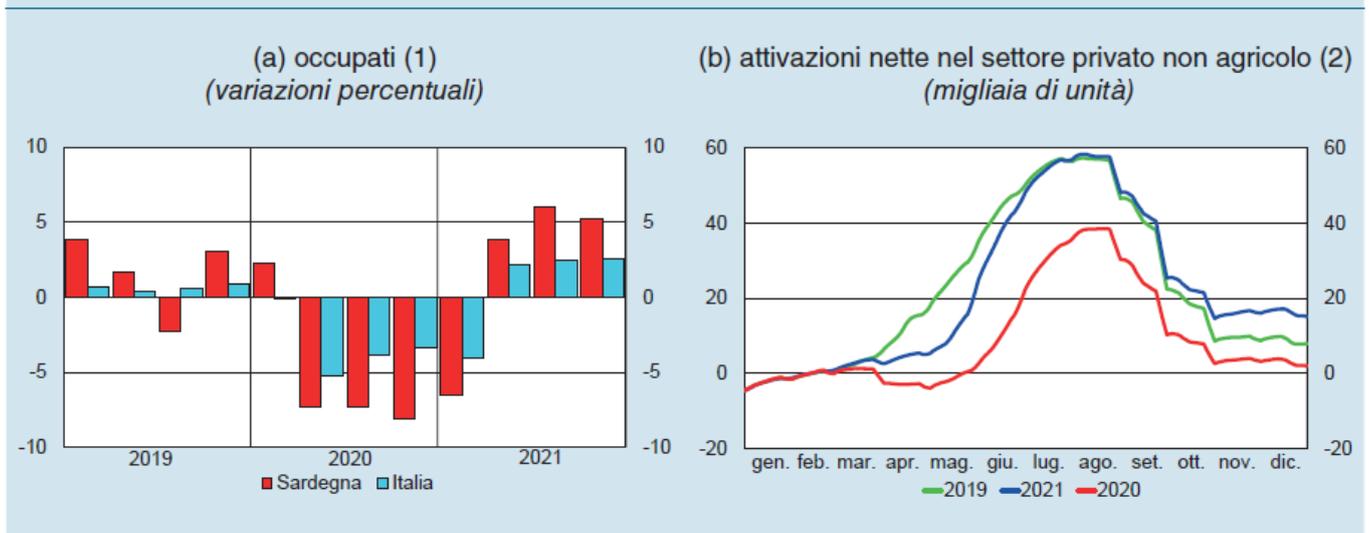
Alla fine del 2021 l'aumento dei prezzi degli input energetici e delle altre materie aveva comportato un'espansione dei costi di produzione delle imprese, soprattutto nel settore manifatturiero (il più interessato da queste dinamiche). **Nella prima parte del 2022 questo andamento si è intensificato con lo scoppio del conflitto in Ucraina e dei conseguenti blocchi dell'import decisi dai paesi dell'Unione Europea,** rallentando i consumi delle famiglie per l'aumento del costo della vita.

1.3.3 Occupazione e reddito

Nel 2021 si è osservata una ripresa del mercato del lavoro regionale, dopo il sensibile deterioramento dell'anno precedente.

L'occupazione è cresciuta a partire dal secondo trimestre, anche in connessione con l'avvio della stagione turistica e con il graduale allentamento delle limitazioni legate al contenimento del contagio; tuttavia, la ripresa è stata parziale e solo un terzo del calo osservato l'anno prima è stato recuperato.

Indicatori del mercato del lavoro



Fonte: per il pannello (a), elaborazioni sui dati della *Rilevazione sulle forze di lavoro* dell'Istat. Per il pannello (b), *Comunicazioni obbligatorie* del Ministero del Lavoro e delle politiche sociali.

(1) Dati trimestrali. Variazioni percentuali sul trimestre corrispondente dell'anno precedente. – (2) Saldo giornaliero cumulato delle attivazioni al netto delle cessazioni. L'universo di riferimento è costituito dalle posizioni di lavoro dipendente nel settore privato non agricolo a tempo indeterminato, in apprendistato e a tempo determinato. Sono esclusi dall'analisi i seguenti Ateco a 2 cifre: dallo 01 allo 03; dall'84 all'88; dal 97 al 99. Poiché il 2020 è bisestile, le attivazioni e le cessazioni che hanno avuto luogo il 29 febbraio sono sommate a quelle del 28 febbraio.

Figura 6: Rilevazione sulla forza lavoro in Sardegna (elaborazione Banca d'Italia)

L'andamento positivo della domanda di lavoro si è tradotto in una riduzione del ricorso agli strumenti di integrazione salariale.

La domanda di lavoro per contratti a tempo determinato è sensibilmente aumentata; anche il saldo per le posizioni a tempo indeterminato è tornato a crescere, fino a superare il valore del 2019, grazie al numero contenuto di cessazioni e, a partire dall'autunno, ad un lieve aumento delle attivazioni e ad un recupero delle trasformazioni.

Tra i settori, la creazione di posizioni lavorative ha interessato prevalentemente i servizi (soprattutto quelli relativi al turismo) e nelle costruzioni è proseguita, irrobustendosi, la dinamica positiva osservata l'anno precedente, mentre la domanda di lavoro nell'industria in senso stretto è rimasta ancora debole.

Nonostante l'incertezza derivante dal conflitto in Ucraina e dal rialzo dei prezzi dei beni energetici, nei primi quattro mesi del 2022 la creazione di posizioni lavorative è stata superiore rispetto ai quattro mesi corrispondenti dell'anno precedente, soprattutto nel turismo e per i contratti a tempo determinato; nell'industria e nelle costruzioni la dinamica è stata flebile.

Nel 2021 è tornata ad aumentare la partecipazione al mercato del lavoro in Sardegna, dopo il sensibile calo osservato l'anno precedente.

L'offerta di lavoro è salita di più per la componente maschile: il differenziale di genere è nuovamente aumentato con l'insorgere dell'emergenza sanitaria, dopo che si era ridotto negli ultimi decenni.

Nel 2021 il reddito delle famiglie sarde è tornato a crescere, beneficiando dei miglioramenti del mercato del lavoro e delle misure di sostegno pubblico finalizzate al contrasto degli effetti della crisi, tuttavia l'incremento dei prezzi, in particolare nella seconda metà dell'anno, ne ha frenato la dinamica in termini reali.

Gli effetti della pandemia sono stati marcati anche sulle fasce di età più giovani, determinando un deterioramento dell'apprendimento degli studenti con un aumento delle difficoltà nel raggiungimento di

un livello adeguato di competenze: il fenomeno potrebbe comportare nel lungo periodo non solo più limitate opportunità occupazionali e maggiori difficoltà nella ricerca di un lavoro, ma anche una minore partecipazione alle attività sociali, politiche e culturali ed un incremento del rischio di povertà.

1.3.4 Mercato del credito e finanza pubblica

Nel corso del 2021 il miglioramento del quadro epidemiologico e l'accelerazione della campagna vaccinale hanno consentito di allentare le misure di restrizione alla mobilità ed alle attività economiche, sostenendo la risalita degli indicatori sulla fiducia delle famiglie. **I consumi, che si erano ridotti in misura molto marcata nel corso del 2020, sono tornati a crescere nel 2021, in misura più intensa rispetto alla crescita del reddito disponibile:** ne è conseguito un calo della propensione al risparmio, fortemente aumentata durante i mesi di maggiore diffusione della pandemia, anche per le limitazioni alla mobilità e per motivazioni precauzionali connesse con l'accresciuta incertezza.

Dopo il forte rallentamento del 2020, con l'attenuazione dell'emergenza sanitaria, **i prestiti alle famiglie sarde hanno accelerato marcatamente nel corso del 2021, sostenuti soprattutto dalla componente connessa all'acquisto delle abitazioni;** anche il contributo del credito al consumo è tornato positivo, dopo che si era quasi azzerato sul finire del 2020.

I prestiti bancari concessi al complesso dell'economia regionale hanno continuato a crescere nel 2021, seppure perdendo vigore nella seconda parte dell'anno, in connessione con il rallentamento del credito al settore produttivo: all'indebolimento della domanda legato all'accresciuta liquidità delle aziende si è associata la progressiva interruzione di alcune delle misure pubbliche di sostegno. Dopo la frenata dovuta alla crisi pandemica, i finanziamenti bancari alle famiglie consumatrici hanno accelerato, tornando su tassi di crescita paragonabili a quelli di fine 2019.

Nei mesi iniziali del 2022 il credito bancario ha ancora rallentato, riflettendo l'ulteriore indebolimento della crescita dei prestiti alle imprese.

Nel 2021 è proseguita, seppure in misura più contenuta, la crescita dei depositi bancari facenti capo ad imprese e famiglie residenti in Sardegna, interessando soprattutto i conti correnti.

Le economie regionali sono influenzate dall'attività degli enti territoriali (Regione, Province e Città Metropolitane, Comuni),

Nel 2021 la spesa primaria totale degli enti territoriali (al netto delle partite finanziarie) è aumentata in Sardegna del 3% rispetto all'anno precedente, mentre l'andamento delle entrate ha continuato ad essere influenzato dagli ingenti trasferimenti statali volti a fronteggiare le esigenze dettate dalla pandemia, anche se, dopo il forte aumento registrato nell'anno precedente, **gli incassi non finanziari degli enti territoriali della Sardegna sono diminuiti sensibilmente.**

1.3.5 Mortalità

Le indagini sul numero dei decessi e sulle cause di morte costituiscono la principale fonte statistica per definire lo stato di salute di una popolazione e per rispondere alle esigenze di programmazione sanitaria di un paese (consultabili sul sito <http://dati.istat.it/>).

Tabella 2: Tassi di mortalità (Fonte: Istat 2017-2020)

Tasso di mortalità (per 1000 ab)	2017	2018	2019	2020
Italia	10.8	10.6	10.6	12.5
Sardegna	10.3	10.0	10.5	11.7
Provincia di Sassari	9.9	9.8	10.1	11.6

Di seguito si riportano i dati medi Istat dei decessi classificati in base alla “causa iniziale di morte”, disaggregati a livello nazionale, regionale e provinciale: **i dati a livello nazionale evidenziano che la principale causa di morte è quella relativa a **malattie del sistema circolatorio**, seguita dai **tumori** e dalle **malattie del sistema respiratorio**, mentre le principali cause di morte a livello regionale e provinciale sono costituite dai **tumori** e dalle **malattie del sistema circolatorio**, seguite dalle **malattie del sistema respiratorio**.**

Tabella 3: Mortalità per territorio di residenza e causa di morte (Fonte: ISTAT, 2019)

Cause di morte	Italia	Sardegna	Provincia di Sassari
Alcune malattie infettive e parassitarie	14562	401	134
Tumori	178440	5195	1465
Malattie del sangue e degli organi ematopoietici ed alcuni disturbi del sistema immunitario	3383	100	34
Malattie endocrine, nutrizionali e metaboliche	28801	740	215
Disturbi psichici e comportamentali	26006	945	191
Malattie del sistema nervoso e degli organi di senso	30281	877	301
Malattie del sistema circolatorio	220993	4985	1423
Malattie del sistema respiratorio	53446	1244	349
Malattie dell'apparato digerente	23022	766	229
Malattie della cute e del tessuto sottocutaneo	1520	32	6
Malattie del sistema osteomuscolare e del tessuto connettivo	3609	130	39
Malattie dell'apparato genitourinario	14462	280	75
Complicazioni della gravidanza, del parto e del puerperio	12	-	-
Alcune condizioni morbose che hanno origine nel periodo perinatale	646	13	5
Malformazioni congenite ed anomalie cromosomiche	1238	39	10
Sintomi, segni, risultati anomali e cause mal definite	15116	446	176
Cause esterne di traumatismo e avvelenamento	23911	796	250
Totale	637448	16989	4902

L'eccesso di mortalità, particolarmente elevato nel 2020 tra la popolazione anziana ed in condizioni di fragilità, è stato mitigato nel 2021 dall'avvio della campagna vaccinale, che in Italia ha raggiunto livelli di copertura molto elevati.

Nel 2021 il totale dei decessi per il complesso delle cause è stato di 709 mila, in calo rispetto al 2020 (-37 mila, pari al -5%), ma ancora più elevato rispetto alla media 2015-2019 (+63 mila, pari al +9.8%). Gran parte dell'eccesso di mortalità del 2021 è stato osservato nel primo quadrimestre, quando la copertura

vaccinale era ancora molto bassa, ed è dovuto soprattutto all'incremento registrato nelle ripartizioni centro-meridionali, colpite dalla pandemia prevalentemente a partire da ottobre 2020 con l'inizio della seconda ondata, mentre il Nord era stato più colpito nella prima ondata con un eccesso di mortalità di +24.6% nel 2020.

Nei primi quattro mesi del 2022, sebbene si registri ancora un lieve eccesso di mortalità rispetto alla media 2015-2019, continua in tutte le ripartizioni il calo dei decessi avviatosi negli ultimi mesi del 2021, quando la campagna vaccinale aveva già coperto con il ciclo primario circa il 70% della popolazione (Fonte: Rapporto annuale Istat 2022 – La situazione del Paese).

2 Descrizione generale del progetto

L'area individuata per la realizzazione della presente proposta progettuale interessa i territori comunale di: Ittiri e Putifigari, nella provincia di Sassari, mentre il comune di Ittiri ospiterà anche la Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SET) per la connessione del nuovo impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le aree interessate dal parco risultano accessibili; il collegamento avviene attraverso viabilità Provinciale e Statale esistente per lo più idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, al transito dei componenti necessari all'assemblaggio delle singole macchine eoliche in modo da minimizzare la viabilità di nuova costruzione. Nello specifico:

- SS291 var;
- SS127bis;
- SP12.

L'ubicazione dell'impianto interessa un'area con quote variabili comprese tra 279 ed i 422 m.s.l.m. Essa si articola e caratterizza morfologicamente grazie alla presenza di incisioni vallive di corpi idrici secondari o scoli naturali.

La viabilità interna al parco eolico, quindi sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti adeguate, in parte da adeguare e da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

La realizzazione di nuovi tratti stradali sarà contenuta e limitata ai brevi percorsi che vanno dalle strade esistenti all'area di installazione degli aerogeneratori, i percorsi stradali ex novo saranno genericamente realizzati in massicciate tipo macadam (oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti) similmente alle carrarecce esistenti e avranno una larghezza minima pari a 4 m.

Tabella 4: caratteristiche aerogeneratori

Potenza nominale aerogeneratore	Diametro massimo rotore	Altezza hub	Altezza totale	Area spazzata	Posizione rotore	Rate rotor speed	Numero di pale
6.6 MW	170 m	165 m	250 m	22697 m ²	sopravento	10.60 rpm	3

Gli aerogeneratori sono ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripala. La tipica configurazione di un aerogeneratore di questo tipo prevede un sostegno costituito da una torre tubolare che porta alla sua sommità la navicella, all'interno della quale sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il trasformatore e i dispositivi ausiliari.

La struttura in elevazione dell'aerogeneratore è costituita da una torre in acciaio di forma tronco-conica, realizzata in cinque tronchi assemblati in sito.

Il rotore si trova all'estremità dell'albero lento, è posto sopravento rispetto al sostegno, ed è costituito da tre pale fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella.

La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Rotore e generatore elettrico possono essere direttamente collegati oppure associati ad un moltiplicatore di giri. Indispensabile nei grandi aerogeneratori, il moltiplicatore di giri fa sì che la lenta rotazione delle pale permetta comunque una corretta alimentazione del generatore elettrico.

Opzionalmente gli impianti di energia eolica possono essere dotati di un ascensore in grado di trasportare due persone dalla base della torre alla gondola o viceversa.

Gli aerogeneratori potranno essere dotati di segnalazione cromatica, costituendo un ostacolo alla navigazione aerea a bassa quota. In particolare, ciascuna delle tre pale potrà essere verniciata sulle estremità con tre bande di colore rosso/bianco/rosso ognuna di larghezza minima pari a 6 m, fino a coprire 1/3 della lunghezza della pala. È inoltre prevista l'installazione delle segnalazioni "notturne", costituite da luci intermittenti di colore rosso sull'estradosso della navicella. Ad ogni modo le prescrizioni degli Enti preposti (ENAC/ENAV) potranno modificare le suddette segnalazioni.

Il tracciato del cavidotto destinato al trasporto dell'energia elettrica prodotta dal parco eolico è stato individuato con l'obiettivo di minimizzare il percorso per il collegamento dell'impianto alla RTN e di interessare, per quanto possibile, strade o piste esistenti, nonché territori privi di peculiarità naturalistico-ambientali.

Si rimanda agli elaborati di progetto per gli approfondimenti relativi ai dettagli tecnici dell'opera proposta.

Nella figura di seguito riportata è possibile visualizzare il layout del parco in oggetto su base IGM 25.000.

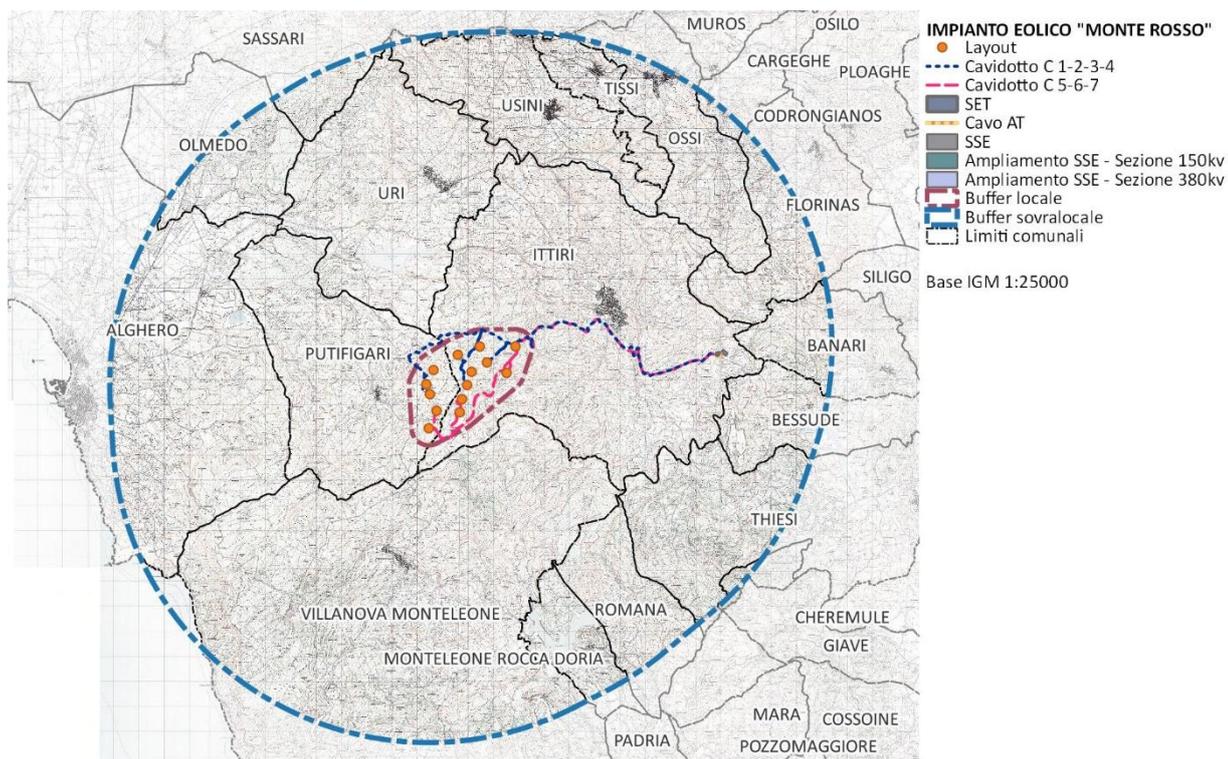


Figura 7: Inquadramento territoriale su base IGM 1:25000 con indicazione dell'area di intervento

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori (codificati WTG01÷WTG14):

Tabella 5: Coordinate degli aerogeneratori

WTG	Coordinate UTM-WGS84 fuso 32		Coordinate Gauss Boaga fuso ovest	
	E	N	x	y
WTG01	458411	4492088	1458436	4492098
WTG02	457541	4491759	1457566	4491769
WTG03	458695	4491454	1458720	4491464
WTG04	458085	4491081	1458110	4491091
WTG05	459471	4491039	1459495	4491049
WTG06	457909	4490557	1457933	4490567
WTG07	457704	4489993	1457729	4490003
WTG08	459819	4492096	1459844	4492106
WTG09	457620	4489474	1457644	4489484
WTG10	456395	4488841	1456420	4488850
WTG11	456582	4491155	1456607	4491165
WTG12	456298	4490585	1456323	4490595
WTG13	456440	4490192	1456464	4490202
WTG14	456705	4489533	1456730	4489543

2.1 Riferimenti normativi

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 PEAR (Piano energetico ambientale regionale) della Regione Sardegna, ovvero il PEARS.

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

2.1.1 Settore ambientale

La realizzazione dell'opera in esame, per quanto riportato in premessa, è subordinata all'attivazione di un procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale a livello statale presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ai sensi della Parte II del D. lgs. 152/2006 e s.m.i. che recepisce, attraverso appositi decreti ministeriali e leggi nazionali, le varie direttive comunitarie emanate nel corso degli anni.

Le procedure di Valutazione Ambientale sono regolate dalle seguenti normative:

- a livello nazionale:
 - D. lgs. 152 del 03/04/2006 "Norme in materia ambientale" e s.m.i., tra cui vanno segnalati il D. lgs. n. 4/2008, il D. lgs. n. 128/2010, il D. lgs. n. 46/2014 ed il D. lgs. n. 104/2017;

- D.M. Ambiente del 30/03/2015 - Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome”;
- a livello locale (di Regione Sardegna) da:
 - D.G.R. 11/75 del 24/03/2021 “Direttive regionali in materia di VIA e di provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR)”;
 - L. R. 08/02/2021 n. 2 “Disciplina del provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR), di cui all’art. 27 bis del D. lgs. 152/2006 e s.m.i.”;
 - L. R. 11/01/2019 n. 1 “Legge di semplificazione 2018”, art. 9 (Procedure di valutazione di progetti ricadenti all’interno dei siti della Rete Natura 2000);
 - L. R. 11/01/2018 n. 1 “Legge di stabilità 2018”, art. 5 (Disposizioni in materia di ambiente e territorio);
 - D.G.R. 41/40 del 08/08/2018 “Atto di indirizzo interpretativo ed applicativo in materia di procedure di valutazione ambientale da applicare a interventi ricadenti, anche parzialmente, all’interno di siti della Rete Natura 2000. Modifica della D.G.R. 45/24 del 27/09/2017 e semplificazione in tema di pubblicazione dei provvedimenti in materia di valutazione d’impatto ambientale”;
 - D.G.R. 19/33 del 17/04/2018 “Atto di indirizzo interpretativo ed applicativo in materia di estensione dell’efficacia temporale dei provvedimenti di VIA e Verifica”;
 - D.G.R. 45/24 del 27/09/2017 “Direttive per lo svolgimento della procedure di valutazione di impatto ambientale”;
 - L. R. 12/06/2006 n. 9 “Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali”, art. 48 (Valutazione ambientale strategica e valutazione di impatto ambientale - Funzioni della Regione).

Altre normative di tutela ambientale considerate nella redazione del presente documento sono:

- R.D. 30 dicembre 1923 n. 3267 “Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani”;
- R.D. 3 giugno 1940 n. 1357 “Regolamento per l’applicazione della L. 29 giugno 1939 n. 1497 sulla protezione delle bellezze naturali”;
- Direttiva europea n. 92/42/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 (Direttiva Habitat) “Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatica”;
- Direttiva europea n. 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979, modificata dalla Direttiva n. 2009/147/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici nei parchi nazionali e regionali, nelle aree vincolate secondo i Piani Stralcio di Bacino redatti ai sensi del D. lgs. n. 152/2006;
- D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357 “Regolamento di recepimento della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche”;
- D. lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’art. 10 della legge 6 luglio 2002 n. 137”;
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 “Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell’articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42”.

2.1.2 Settore energetico

Il progetto dell'impianto eolico proposto – che sfrutta una fonte elettrica rinnovabile – si inserisce negli obiettivi primari della più recente pianificazione energetica e di controllo delle emissioni adottata sia a livello sovranazionale (Unione Europea) che nazionale e locale.

A livello europeo tali **obiettivi** possono riassumersi in:

- diversificazione delle fonti energetiche e sviluppo delle risorse energetiche locali, garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la competitività dell'economia europea;
- funzionamento di un mercato interno dell'energia che consenta il libero flusso dell'energia all'interno dell'UE mediante infrastrutture adeguate e senza ostacoli tecnici o normativi;
- miglioramento dell'efficienza energetica e riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia, diminuzione delle emissioni;
- decarbonizzazione dell'economia, rispetto e protezione dell'ambiente.

Il **quadro programmatico di riferimento dell'Unione Europea** relativo al settore dell'energia comprende i seguenti documenti:

- La **strategia per un'Unione dell'energia** contenuta nella comunicazione COM(2015)80.
- Il **pacchetto di proposte "Energia pulita per tutti gli europei"** – COM(2016)86 – costituito da otto proposte legislative riguardanti la governance (governance dell'Unione dell'energia - regolamento UE 2018/1999), l'assetto del mercato dell'energia (direttiva UE 2019/944 relativa all'energia elettrica, regolamento UE 2019/943 sull'energia elettrica e regolamento UE 2019/941 sulla preparazione ai rischi), l'efficienza energetica (direttiva UE 2018/2002 sull'efficienza energetica, direttiva UE 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia), **l'energia rinnovabile** (direttiva UE 2018/2001 sull'energia da fonti rinnovabili, che ha fissato l'obiettivo vincolante complessivo dell'UE per il 2030 ad almeno il 32% di energia da fonti rinnovabili), le norme per i regolatori, vale a dire l'Agenzia dell'UE per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (regolamento UE 2019/942 che istituisce l'ACER), ed il regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia – adottato il 4 dicembre 2019 – che definisce l'elaborazione da parte degli Stati membri dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima della durata di 10 anni per il periodo 2021-2030.
- Il **pacchetto di proposte "Realizzare il Green Deal europeo"** che ha l'obiettivo di ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e di rendere l'UE neutra in termini di emissioni di carbonio entro il 2050.

Il pacchetto consiste in una revisione degli atti dell'UE in materia di clima ed energia – tra cui la direttiva sulle energie rinnovabili COM(2021)557, la direttiva sull'efficienza energetica COM(2021)558 e la direttiva sulla tassazione dell'energia COM(2021)563 – ed in nuove proposte, quali il regolamento sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi COM(2021)559, l'iniziativa ReFuelEU nel settore dell'aviazione COM(2021)561 e l'iniziativa FuelEU nel settore marittimo COM(2021)562.

Gli **strumenti normativi e di pianificazione a livello nazionale** relativi al settore energetico sono i seguenti:

- Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
- Carbon Tax, introdotta ai sensi dell'art. 8 della Legge n. 448/1998;

- D. lgs. n. 387 del 29/12/2003 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004 sulla riorganizzazione del settore dell’energia e sulla delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- D. M. 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, emanate, nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, per armonizzare gli iter procedurali regionali;
- Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, approvata con Decreto Ministeriale del 10 novembre 2017;
- Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico il 21/01/2020;
- Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato dal Consiglio dei Ministri il 13 luglio 2021.

Ulteriori provvedimenti legislativi, che negli ultimi anni hanno mirato alla diversificazione delle fonti energetiche, ad un maggior sviluppo della concorrenza ed una maggiore protezione dell’ambiente, sono i seguenti:

- Legge 9 gennaio 1991 n. 9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell’impiego di fonti rinnovabili;
- Provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992, che ha fissato le tariffe incentivanti, definendo l’assimilabilità alle fonti rinnovabili sulla base di un indice di efficienza energetica a cui commisurare l’entità dell’incentivazione;
- 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;
- Legge 01 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;
- Decreto-legge 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;
- Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge Finanziaria 2008) e Legge 29 novembre 2007, n. 222 (Collegato alla Finanziaria 2008) - Individuazione di un nuovo sistema di incentivazione dell’energia prodotta da fonti rinnovabili basato sui seguenti meccanismi alternativi su richiesta del Produttore: il rilascio di certificati verdi oppure una tariffa onnicomprensiva. Questo quadro di incentivi è stato modificato dal D.M. 18/12/2008, dal D.M. 06/07/2012 e, da ultimo, dal D.M. 23/06/2016 (decreto che prevede l’incentivazione degli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso);
- Legge n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, che 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 decreto legge

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”;

A **livello regionale** sono stati considerati i seguenti atti normativi:

- Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS) 2015-2030 “Verso un’economia condivisa dell’Energia”, approvato con D.G.R. n. 45/40 del 02/08/2016;
- D.G.R. n. 59/89 del 27/11/2020 “Linee di indirizzo strategico per l’aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna”;
- D.G.R. n. 59/90 del 27/11/2020 “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”;
- D.G.R. n. 39/56 del 08/10/2021 – Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (verso Sardegna 2030).

2.1.3 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 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- 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”;

- 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 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- 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;
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
- Circolare Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (ex Ministero della Transizione Ecologica) 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";
- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
- 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 Circolari 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.

2.1.4 Opere civili e sicurezza: Criteri generali

- 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").

2.1.5 Opere civili e sicurezza: Zone sismiche

- 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".

2.1.6 Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni

- 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).

2.1.7 Opere civili e sicurezza: Norme tecniche

- 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”).

Il rilascio della 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:

- A. istanza al Ministero dell’Ambiente per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero della Cultura, 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;
- B. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 Assessorato Territorio ed Ambiente - Dipartimento Ambiente;
- C. 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;
- D. 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;

E. l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

2.2 Elenco delle autorizzazioni, nulla osta, pareri comunque denominati e degli Enti competenti per il loro rilascio compresi i soggetti gestori delle reti infrastrutturali

L'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente è il seguente:

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
- Ministero della Cultura;
- Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Sassari e Nuoro
- Assessorato dell'industria della Regione Sardegna;
- Comando del corpo forestale della Regione Sardegna;
- Servizio tutela del paesaggio Sardegna settentrionale nord-ovest;
- Comune di Ittiri;
- Comune di Putifigari;
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco Provinciale di Sassari;
- Provincia di Sassari;
- Marina Militare - Comando Marittimo Sardegna
- ENAC;
- ENAV;
- Ministero dello Sviluppo Economico - Ispettorato territoriale Sardegna;
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica– Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e Georisorse – Divisione IV – Sez. UNMIG dell'Italia Meridionale;
- Servizio Idrico Integrato – Rete fognaria e rete idrica;
- Terna Rete Italia S.p.A.
- ANAS S.p.A.
- Autorità di bacino regionale della Sardegna

2.3 Normativa tecnica di riferimento

Le normative tecniche a cui gli Enti titolari dei procedimenti devono fare riferimento sono:

- Legge 24/07/90 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi";
- DPCM 08/06/01 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità";
- D. Lgs n. 42 del 22/01/2004;
- R. D. 25/07/1904 n. 523;
- T.U. n. 1775/33;
- D.P.R. N. 156 DEL 29/03/1973;
- D. Lgs. 01/08/2003 n. 259;
- R.D.L. 30/12/1923 n. 3267;

- D.P.R. 233/2007 e ss.mm.ii.;
- D.P.R. 91/2009;
- D.P.C.M. 14/11/1997;
- D.P.C.M. 08/07/2003;
- D.M. 29/05/2008;
- D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.;
- D. Lgs 387/2003.

I riferimenti sopra citati possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme vigenti e deliberazioni in materia anche se non espressamente indicate, si considerano applicabili.

3 Descrizione stato di fatto del contesto

3.1 Descrizione del sito d'intervento

3.1.1 Inquadramento geologico, litologico e geomorfologico

Le indagini in sito e la bibliografia rilevano che il basamento dell'area di intervento è costituito da **formazioni vulcaniche di età oligo-miocenica**, localmente ricoperte dal complesso sedimentario miocenico e, nei fondivalle, da coperture di depositi quaternari a spessore variabile.

Tali formazioni si sono originate a seguito del **movimento rotatorio che ha interessato l'intero massiccio sardo durante l'Oligocene ed il Miocene**, quando una serie di fenomeni tettonici portarono all'**ingressione marina** entro una vasta depressione compresa tra gli attuali Golfo di Cagliari ed il Golfo dell'Asinara.

Tale trasgressione marina non si manifestò in maniera sincrona in tutte le zone dell'Isola, ma fu preceduta da un importante **ciclo vulcanico sia in ambiente marino che continentale**, diversificandosi in diversi cicli di attività caratterizzati dalla prevalenza di prodotti lavici e piroclastici di natura andesitica alternati da vulcaniti di carattere acido.

L'intervento in progetto non insiste su aree classificate a pericolosità frana dal PAI, ad eccezione dell'elettrodotto di connessione alla RTN che – lungo brevi tratti di strade locali e la strada extraurbana secondaria asfaltata 90Str 78 nel territorio comunale di Ittiri – **ricade su aree a pericolosità geomorfologica Hg2 media e Hg3 elevata; tuttavia, l'opera sarà realizzata in cavidotto interrato su sede stradale esistenti.**

Il territorio di analisi presenta la seguente stratigrafia, dalle formazioni più antiche a quelle più recenti:

- successione marina oligo miocenica;
- ciclo vulcanico calcalino;
- successione sedimentaria quaternaria.

Gran parte dei territori comunali di Putifigari e di Ittiri sono litologicamente costituiti da **lave del ciclo vulcanico calcalino dell'Oligo-miocene**.

La morfologia dell'area vasta – modellata da tali litologie e dalla tettonica insieme all'azione degli agenti atmosferici e con quote mediamente comprese tra 300 e 500 m s.l.m. – è caratterizzata da **basse colline con sommità praticamente pianeggiante** ed orli normalmente marcati da margini di scarpata con cadute di detrito nelle litologie sia vulcaniche che sedimentarie.

I **versanti** risultano **solitamente a medio-bassa pendenza** ad eccezione di quelli in corrispondenza dei corsi d'acqua principali, in cui l'azione erosiva e gravitativa ha dato luogo a maggiori pendenze.

Intercalati alle colate laviche sopra descritte sono state osservate delle **formazioni piroclastiche (tufi s.l.)**: rocce generate dall'accumulo di materiali incoerenti costituenti le polveri, i brandelli vetrosi ed i cristalli originati dall'eruzione vulcanica e successivamente saldati.

Gli affioramenti piroclastici sono caratterizzati dall'assenza di piani di stratificazione visibili, apparendo costituiti da un'unica bancata, anche laddove la potenza è notevole. L'aspetto delle bancate, sempre poco inclinate (< 5°), è in genere massivo, con presenza di fratturazioni locali dovute a fenomeni gravitativi.

In prossimità dei principali corsi d'acqua sono diffusi i depositi alluvionali, costituiti da elementi in ciottoli eterometrici di natura vulcanica (tufi e lave) in una matrice sabbioso-limosa, con la presenza di

livelli argillosi più o meno ferrettizzati: si presentano come delle piccole piane regolarmente degradanti in direzione ovest – nord-ovest.

Il settore indagato presenta, per i suoi caratteri litologici, le forme tipiche del **paesaggio vulcanico**: è costituito da una serie di altopiani di modesta estensione, distintamente delimitati da orli di scarpata e degradanti verso sud – sud-est, con quote variabili tra 20 m e 500 m s.l.m. circa e pendenze in genere piuttosto limitate.

I diversi cicli vulcanici oligo-miocenici hanno dato luogo a prodotti con chimismo differente, i quali a loro volta hanno prodotto **rocce di diversa durezza e con differente resistenza all'erosione**.

La **tettonica di assestamento** ha contribuito poi al completamento dell'attuale assetto morfologico:

- le forme più diffuse sono **superfici debolmente inclinate tipo cuestas e gradinate** (presenti nelle aree con alternanza di tufi e colate più dure);
- altre forme presenti sono le **superfici di erosione**: forme residue di più ampi altopiani oggi scomparsi (mesas), spesso delimitate da orli di scarpata;
- la **meandricazione di alcuni corsi d'acqua** ed i limitati ma costanti **processi di erosione regressiva** legati alla forte attività stagionale **dei torrenti**.

Nell'area interessata dall'impianto eolico in progetto affiorano litologie riconducibili alla successione vulcanica terziaria, i cui termini superiori sono depositi di flusso piroclastico: **roccia da affiorante a subaffiorante** appartenente all'Unità di Villanova Monteleone, con un'esigua copertura di terreno vegetale detritico ciottoloso (di spessore variabile da 20 cm a 60 cm) della roccia subaffiorante.



Figura 8: Particolare roccia subaffiorante con debole copertura vegetale e detritica

Questi depositi, sebbene variamente fratturati in superficie, tendono ad aumentare di compattezza con la profondità: sono **ammassi rocciosi** di spessore variabile da 50 ad oltre 100 m, **con forte resistenza alla compressione** e globalmente omogenei nel comportamento geo-meccanico.



Figura 9: Panoramica verso le aree di imposta degli aerogeneratori di progetto WTG 06-07-11-13

La caratterizzazione geologica, geomorfologica e sismica dell'area di intervento è approfondita negli specifici elaborati a corredo del presente studio.

3.1.2 Sismico

Le opere in progetto ricadono in un'area classificata, ai sensi dell'OPCM 3274/2003, come **Zona sismica 4** (classificazione aggiornata al 31 marzo 2022 consultabile sul sito web <https://rischi.protezionecivile.gov.it/it/sismico/attivita/classificazione-sismica>).

3.1.3 Acque e qualità delle acque superficiali e sotterranee

L'area di analisi rientra nei bacini idrografici di **Rio Barca** nella fascia centrale (su cui insistono le opere in progetto in prevalenza), del **Fiume Mannu di Porto Torres** a nord-est (attraversato dall'ultimo tratto dell'elettrodotto di connessione alla RTN) e del **Fiume Temo** a sud (PTA, Tav. 2).

La rete idrografica superficiale **presenta numerosi corsi d'acqua minori a carattere prevalentemente torrentizio** (dovuto alla stretta vicinanza tra i rilievi e la costa), con alcune modificazioni antropiche relative ad opere di arginatura e, in qualche caso, di deviazione di corsi d'acqua, essenzialmente per proteggere aree urbane dal rischio di alluvioni, mentre diversi canali artificiali costituiscono importanti linee di adduzione idrica, nonché alcune altre opere di interconnessione tra invasi.

L'ambito sovralocale di analisi è caratterizzato da diversi laghi artificiali, realizzati attraverso sbarramento su corso d'acqua:

- il bacino artificiale del Cuga – situato in territorio di Uri, nell'entroterra algherese – a nord;
- lo stagno di Calich – che si affaccia nella rada (o golfo) di Alghero – ad ovest;
- lo sbarramento artificiale Lago Temo – realizzato alle falde del Monte Aiuradu – a sud;

- il Lago del Bidighinzu – uno sbarramento artificiale situato ai piedi del monte Orzastru – a sud-est.

I corsi d'acqua – con pendenze prevalentemente elevate nella gran parte del percorso – sono soggetti ad importanti fenomeni di piena nei mesi tardo-autunnali ed a periodi di magra rilevanti durante l'estate, periodo in cui possono restare in secca per più mesi consecutivi.

L'unico corso d'acqua a carattere perenne dell'ambito è il fiume Temo, anche se lo sbarramento lungo l'asta provoca una consistente diminuzione dei deflussi nei mesi estivi.

Diversi corsi d'acqua – insieme ai laghi artificiali – assumono una forte valenza strategica socioeconomico poiché la risorsa idrica superficiale risulta essere la principale fonte di approvvigionamento effettivamente impiegata per tutte le tipologie d'uso.

L'ambito sovralocale di studio è caratterizzato dai seguenti **acquiferi sotterranei** (PTA, Tavv. 4-8):

- **acquifero detritico-alluvionale plio-quadernario della Nurra**, a nord-est del sito di impianto;
- **acquifero detritico-carbonatico oligo-miocenico del Sassarese**, a nord-ovest del sito di impianto;
- **acquifero delle vulcaniti oligo-mioceniche della Sardegna nord-occidentale**, che attraversa il sito di impianto;
- **acquifero dei carbonati mesozoici della Nurra**, a nord-est del sito di impianto.

I complessi idrogeologici presenti, in base alla permeabilità, possono essere così raggruppati:

- **formazioni a media ed elevata permeabilità**: i **depositi alluvionali attuali e recenti dei principali corsi d'acqua**, costituiti da sabbie e ghiaie a grado molto debole o nullo di cementazione.
- **formazioni a bassa permeabilità**: le **vulcaniti terziarie**, che – pur possedendo una certa porosità – presentano una permeabilità molto bassa, dipendente esclusivamente dalle linee di frattura e, localmente ed in misura estremamente limitata, da parti alterate e degradate.

Il **deflusso superficiale delle acque** – a causa della generale impermeabilità dei rilievi – **avviene in tempi molto brevi con piene a rapido decorso** laddove l'acclività del paesaggio è maggiore: le acque, una volta arrivate presso quelle zone pianeggianti caratterizzate dalla presenza di una copertura alluvionale, vanno ad alimentare delle falde superficiali.

Il **Piano di Gestione del Distretto idrografico della Sardegna – PdG** (All. 2, Tavv. 1-2-3 – All. 6, Tavv. 1-2) ha caratterizzato i seguenti corpi idrici superficiali nell'area vasta di analisi:

- **Lago del Cuga – Rio Cuga a Nuraghe Attentu** (a nord dell'impianto in progetto): stato ecologico sufficiente, stato chimico buono;
- **Lago Temo – Fiume Temo a Monteleone Roccadoria** (a sud dell'impianto in progetto): stato ecologico sufficiente, stato chimico buono;
- **Riu Serra e Rio Cuga (il cui affluente Riu Chiscia attraversa il sito di impianto)**: stato ecologico buono, stato chimico buono;
- **Riu su Mattone** (a nord del sito di impianto): stato ecologico scarso, stato chimico buono;
- **Riu Mannu di Porto Torres** (a nord-ovest del sito di impianto): stato ecologico buono, stato chimico buono;
- **Riu Minore – affluente di Riu Mannu di Porto Torres** (a nord-ovest del sito di impianto): stato ecologico buono, stato chimico buono;
- **Fiume Temo, Riu Badu e Poscu e Riu Santa Caterina** (a sud del sito di impianto): stato ecologico buono, stato chimico buono;

- **Rada di Alghero** (a sud-ovest del sito di impianto): stato ecologico elevato, stato chimico buono.

I **corpi idrici fluviali e lacustri** presenti sono soggetti a **pressioni diffuse dovute in prevalenza ad agricoltura e zootecnia**; inoltre, **Riu Serra è soggetto a prelievi per uso potabile, agricolo ed industriale** e **Riu Mannu di Porto Torres subisce pressioni puntuali dovute ad industrie non IPPC** (PdG, All. 3).

Gli invasi del Cuga e Temo e Riu su Mattone sono classificati a rischio di non raggiungimento degli obiettivi fissati, mentre **Riu Serra, Rio Cuga, Riu Mannu di Porto Torres, Riu Minore (affluente di Riu Mannu di Porto Torres), il Fiume Temo, Riu Badu e Poscu e Riu Santa Caterina sono classificati non a rischio** (PdG, All. 7.1 – dicembre 2021).

Il **Piano di Tutela delle Acque (PTA)** – tramite i dati della rete di monitoraggio – evidenzia il seguente **stato ecologico** dei corpi idrici significativi presenti nell'area di analisi (PTA, Relazione generale, Tab. 8-14, 8-15, 8-16, 8-17, Tav. 14, dati 2004):

- **buono per Riu Serra (affluente di Rio Barca)**: l'obiettivo di qualità è il conseguimento/mantenimento dello stato ambientale buono, riducendo/controllando il parametro COD attribuito quasi esclusivamente al carico zootecnico ed il parametro NO₃ ascrivibile al comparto agricolo;
- **scadente/sufficiente per Riu Mannu di Porto Torres**: l'obiettivo di qualità è il conseguimento/mantenimento dello stato ambientale buono, riducendo/controllando i parametri COD, NH₄, NO₃ e P, ascrivibili ai comparti agricolo-zootecnico, civile ed industriale;
- **sufficiente/buono per il Fiume Temo** (buono per Riu Badu e Poscu, affluente più prossimo all'area di intervento): l'obiettivo di qualità è il conseguimento/mantenimento dello stato ambientale buono, riducendo/controllando il parametro COD attribuito quasi esclusivamente al carico zootecnico ed il fosforo ascrivibile al comparto agro-zootecnico;
- **pessimo (con ipertrofia) per gli invasi di Rio Cuga a Nuraghe Attentu e Fiume Temo a Monteleone Roccadoria**: l'obiettivo specifico è il conseguimento dello stato ecologico buono con un livello rispettivamente di eutrofia e mesotrofia, controllando il carico di fosforo afferente ai laghi così da riportare la sua concentrazione sui valori naturali.

Le **fonti di pressione puntuali dei corpi idrici**, oltre ai **carichi di origine civile**, sono gli **insediamenti industriali** e le **discariche dismesse**, mentre i **centri di pericolo di carattere diffuso** sono rappresentati dalle **attività agricole e zootecniche**.

Gli invasi artificiali di Rio Cuga a Nuraghe Attentu e Fiume Temo a Monteleone Roccadoria sono oggetto di prelievi ad uso irriguo e potabile, mentre significativi sono anche le prese ad acqua fluente dai corsi d'acqua (PTA, Monografie unità idrografiche omogenee).

L'area di analisi non presenta zone vulnerabili da nitrati (PdG, All. 5, Tav. 1 – PTA, Tav. 9).

Il **Piano di Gestione del Distretto idrografico della Sardegna – PdG** (All. 2, Tavv. 1-2-3 – All. 6, Tavv. 1-2) ha caratterizzato i seguenti **corpi idrici sotterranei** nell'ambito di analisi (All. 6, Tavv. 3-4-5-6):

- corpo idrico sedimentario terziario n. 2312 (**detritico-carbonatico oligo-miocenico del Sassarese meridionale**) a nord-est del sito di impianto: stato chimico buono, stato quantitativo buono;
- corpo idrico sedimentario plio-quadernario n. 0121 (**detritico-alluvionale plio-quadernario della Nurra meridionale**) a nord-ovest del sito di impianto: stato chimico buono, stato quantitativo buono;
- corpo idrico delle vulcaniti oligo-mioceniche n. 2721 (**vulcaniti oligo-mioceniche di Bosa**), **che interessa il sito di impianto**: stato chimico buono, stato quantitativo buono;

- corpo idrico dei carbonati mesozoici e paleozoici n. 3221 (**carbonati mesozoici della Nurra meridionale**) a nord-ovest del sito di impianto: stato chimico buono, stato quantitativo buono.

Il corpo idrico sedimentario terziario n. 2312 è soggetto a pressioni diffuse dovute ad agricoltura, zootecnia e trasporti, mentre quello plio-quadernario n. 0121 subisce pressioni diffuse causate da scarichi non allacciati alla fognatura, agricoltura e zootecnia ed è oggetto di prelievi per usi agricoli (PdG, Relazione generale, Tab. 5-3).

I corpi idrici sotterranei 0121 e 2312 (stato chimico) sono classificati a rischio di non raggiungimento degli obiettivi fissati, mentre i corpi idrici sotterranei 2721 e 3221 sono classificati non a rischio (PdG, Relazione generale, Tab. 9-3).

Il **Piano di Tutela delle Acque (PTA)** ha caratterizzato i seguenti **acquiferi sotterranei** nell'area sovralocale di studio (PTA, Tavv. 4-8):

- **acquifero detritico-alluvionale plio-quadernario della Nurra**, a nord-est del sito di impianto: vulnerabilità da alta a molto elevata;
- **acquifero detritico-carbonatico oligo-miocenico del Sassarese**, a nord-ovest del sito di impianto: vulnerabilità da bassa a media;
- **acquifero delle vulcaniti oligo-mioceniche della Sardegna nord-occidentale, che attraversa il sito di impianto**: vulnerabilità da bassa a media;
- **acquifero dei carbonati mesozoici della Nurra**, a nord-est del sito di impianto: vulnerabilità da bassa ad elevata.

3.2 Beni paesaggistici e culturali nell'area di intervento

Il sistema paesaggistico è stato analizzato in ambiente gis per valutare la coerenza del progetto con i beni vincolati ai sensi del **D. lgs. 42/2004**, il **Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPR) - Sardegna** e la **D.G.R. n. 59/90 del 27/11/2020**, con cui la Regione Sardegna ha individuato aree e siti non idonei all'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche in virtù di quanto disposto dalle linee guida di cui al D. M. del 10/09/2010.

La verifica ha evidenziato le seguenti **interferenze delle opere in progetto con beni ed aree sensibili dal punto di vista paesaggistico**:

- Alcuni tratti dell'elettrodotto di connessione alla RTN interessano Riu Chiscia, Riu Gallittu, Riu Luvigoso, Riu de Molas, Rio Cuga e Riu Camedda (e le relative fasce di rispetto di 150 m), **tuttavia gli attraversamenti fluviali saranno realizzati mediante staffaggio di tubi in aria su viadotti esistenti o in TOC senza alterare l'alveo fluviale**.
- Gli aerogeneratori in progetto insistono su aree ad utilizzazione agricola (colture erbacee specializzate) e seminaturali (praterie), mentre le piazzole e la viabilità di servizio interessano aree ad utilizzazione agro-forestale (colture arboree o erbacee specializzate), seminaturali (praterie) e naturali (macchia); l'elettrodotto attraversa viabilità esistente e di progetto.

L'elettrodotto in progetto sarà realizzato in cavidotto interrato in prevalenza su sede stradale che sarà ripristinata all'ultimazione delle attività di cantiere, mentre le aree occupate dalle piazzole di esercizio e dalla viabilità di servizio – pavimentata con materiali naturali drenanti – saranno ripristinate e restituite all'uso originario alla fine della vita utile dell'impianto ed il progetto prevede l'adozione di idonee misure per mitigare e compensare il consumo di suolo naturale/seminaturale ed agrario in fase di esercizio,

pertanto le opere in progetto – localizzate comunque su terreni con capacità di uso di classe VI-VII-VIII – non pregiudicheranno la struttura, la stabilità o la funzionalità ecosistemica o la fruibilità paesaggistica dei luoghi nel lungo periodo.

- **Brevissimi tratti dell'elettrodotto di connessione alla RTN insistono su aree a forte acclività**, realizzati, tuttavia, in cavidotto interrato su sede stradale esistente, non alterandone l'equilibrio idrogeologico.
- **L'elettrodotto di collegamento alla RTN interessa solo marginalmente e minimamente un'oasi permanente di protezione faunistica e di cattura proposta Surigheddu** – individuata a livello regionale tra le oasi proposte e dal Comune di Putifigari ai sensi dell'art. 107 delle NA-PPR (pag. 75) nell'ambito dell'adeguamento della disciplina urbanistica comunale al PPR – e **parzialmente coincidente con due aree di attenzione per presenza chiroterofauna**, definita da un buffer di 5 km da due siti della chiroterofauna localizzati nel comune di Ittiri, **tuttavia l'opera in progetto è realizzata in cavidotto interrato su strada extraurbana secondaria asfaltata (la 90Str 78) che sarà ripristinata all'ultimazione della fase di cantiere.**
- L'elettrodotto esterno di connessione alla RTN insiste su aree sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi dell'art. 9 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano di Assetto Idrogeologico (NTA-PAI): l'opera attraversa suoli coperti da uliveti, prati e vegetazione arbustiva e/o rada, ma in cavidotto interrato su una stradale extraurbana secondaria asfaltata (la 90Str 78) che si immette sulla NSA 162 (la 90Str 80) ai piedi del centro urbano di Ittiri, **pertanto i lavori in progetto – che si concluderanno con il ripristino della sede stradale allo stato originario – non sono riconducibili ad interventi disciplinati dalle "Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale" (PMPF).**
- **L'elettrodotto esterno di connessione alla RTN intercetta la fascia di rispetto pari a 100 m di un nuraghe in località Sa Gaipida e di un altro in località Camedda** (individuata dal PUC di Ittiri come da NA-PPR art. 49, pag. 42): nell'area di rispetto di tali edifici/manufatti di valenza storico-culturale (tutelati dal PPR ai sensi dell'art. 143 del D. lgs. 42/2004) è vietata qualunque edificazione o altra azione che possa comprometterne la tutela e le trasformazioni di qualunque natura, anche sugli edifici e sui manufatti, sono soggette ad autorizzazione paesaggistica (art. 49 NA-PPR, pag. 42), **tuttavia l'opera in progetto è realizzata in cavidotto interrato su strada extraurbana secondaria asfaltata (la 90Str 78) che sarà ripristinata all'ultimazione della fase di cantiere.**
- L'elettrodotto esterno di connessione alla RTN attraversa marginalmente due aree classificate dal PAI a pericolosità frana Hg3 – Elevata, tuttavia tali tratti dell'opera, realizzata in cavidotto interrato, insistono su una strada locale asfaltata e sulla SS 131bis.

In accordo al PPR della Sardegna ed al D. lgs. 42/2004, è richiesta l'autorizzazione paesaggistica per le sovrapposizioni sopra rilevate che, comunque, non costituiscono a priori motivo ostativo alla realizzazione delle opere in progetto, ma determinano eventuali prescrizioni per il corretto inserimento della proposta progettuale nel contesto paesistico.

Le opere, pertanto, si possono ritenere compatibili con tali aree sensibili perché non altereranno il paesaggio circostante in maniera significativamente pregiudizievole.

3.3 Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali

Descrizione delle alternative progettuali e motivazioni giustificative sulla scelta delle soluzioni progettuali

In fase di progetto preliminare sono state considerate diverse soluzioni alternative soprattutto per quanto riguarda il posizionamento delle vie di servizio e di accesso al parco.

Per quanto riguarda l'esatta posizione degli aerogeneratori, essa è diretta conseguenza dei necessari studi di compatibilità paesaggistico-ambientale e della relativa normativa di riferimento, nonché dello studio del regime eolico effettuato tramite software di simulazione.

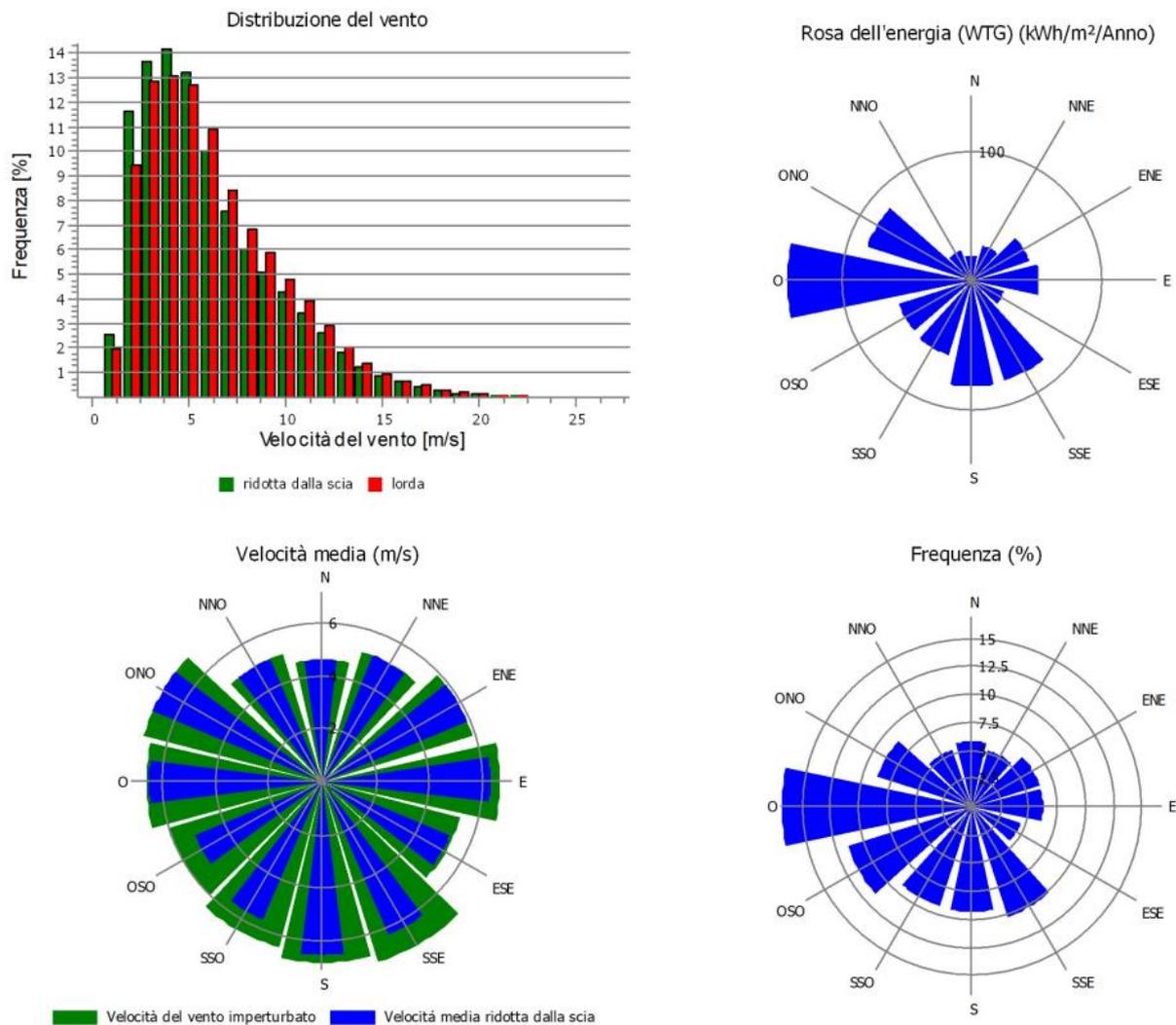


Figura 10: Analisi dei dati del vento

I risultati sintetici del monitoraggio sono rappresentati nella figura precedente, nella quale vengono riportati le statistiche in merito alla distribuzione del vento e la rosa dei venti.

L'elaborazione del modello della distribuzione degli aerogeneratori permette il massimo sfruttamento delle potenzialità energetiche (eoliche) del sito, vincolando la loro distribuzione ad una

spaziatura quanto più ampia possibile ed una disposizione (regolare) che abbia il minimo impatto visuale e, più in generale, che l'impianto abbia il massimo del rapporto costi – benefici.

Nel corso delle attività di progettazione sono state studiate diverse alternative:

1. Alternativa "0" o del "non fare";
2. Alternative localizzative/dimensionali;
3. Alternative progettuali.

3.3.1 Alternativa "0"

Su scala locale, la mancata realizzazione dell'impianto comporta certamente l'insussistenza delle azioni di disturbo dovute alle attività di cantiere che, in ogni caso, stante la tipologia di opere previste e la relativa durata temporale, sono state valutate mediamente più che accettabili su tutte le matrici ambientali. Anche per la fase di esercizio non si rileva un'alterazione significativa delle matrici ambientali, inclusa la percezione del paesaggio, per la quale le analisi effettuate in ambiente GIS hanno evidenziato un incremento dell'indice di affollamento poco rilevante.

Ampliando il livello di analisi, l'aspetto più rilevante della mancata realizzazione dell'impianto è in ogni caso legato alle modalità con le quali verrebbe soddisfatta la domanda di energia elettrica anche locale, che resterebbe sostanzialmente legata all'attuale mix di produzione, ancora fortemente dipendente dalle fonti fossili, con tutti i risvolti negativi direttamente ed in direttamente connessi. La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta infatti, oltre al consumo di risorse non rinnovabili, anche l'emissione in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra. Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici. Oltre alle conseguenze ambientali derivanti dall'utilizzo di combustibili fossili, considerando probabili scenari futuri che prevedono un aumento del prezzo del petrolio, si avrà anche un conseguente aumento del costo dell'energia in termini economici.

In tal caso, al di là degli aspetti specifici legati al progetto, la scelta di non realizzare l'impianto si rivelerebbe in contrasto con gli obiettivi di incremento della quota di consumi soddisfatta da fonti rinnovabili prefissati a livello europeo e nazionale.

Per quanto sopra, l'alternativa "0" non produce gli effetti positivi legati al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas clima alteranti prefissati.

3.3.2 Alternative localizzative/dimensionali

L'individuazione dell'ubicazione degli aerogeneratori è frutto di una preliminare ed approfondita valutazione sia dal punto di vista ambientale, geologico ed idrogeologico che dal punto di vista anemologico.

La scelta del layout di progetto è sostanzialmente il risultato di un'analisi multicriteriale sviluppata analiticamente anche in ambiente GIS prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- Coerenza con i vigenti strumenti della pianificazione urbanistica, sia a scala comunale che sovracomunale;
- Ventosità dell'area e, di conseguenza, producibilità dell'impianto (fondamentale per giustificare qualsiasi investimento economico);
- Vicinanza con infrastrutture di rete e disponibilità di allaccio ad una sottostazione elettrica;

- Ottima accessibilità del sito e assenza di ostacoli al trasporto ed all'assemblaggio dei componenti;
- Presenza di una di categorie di beni/aree tutelate.

Il layout proposto è stato confrontato con le seguenti alternative:

- **Alternativa 1:** si tratta di un'**alternativa di localizzazione** che prevede l'installazione di aerogeneratori di pari numero e caratteristiche di quelle di progetto, ma situati a nord-ovest rispetto al layout proposto;
- **Alternativa 2:** si tratta di un'**alternativa dimensionale** che prevede l'installazione di un numero maggiore di turbine eoliche con potenza inferiore rispetto agli aerogeneratori di progetto, a parità di produzione annua complessiva di energia elettrica, e disposti su un'area più estesa.

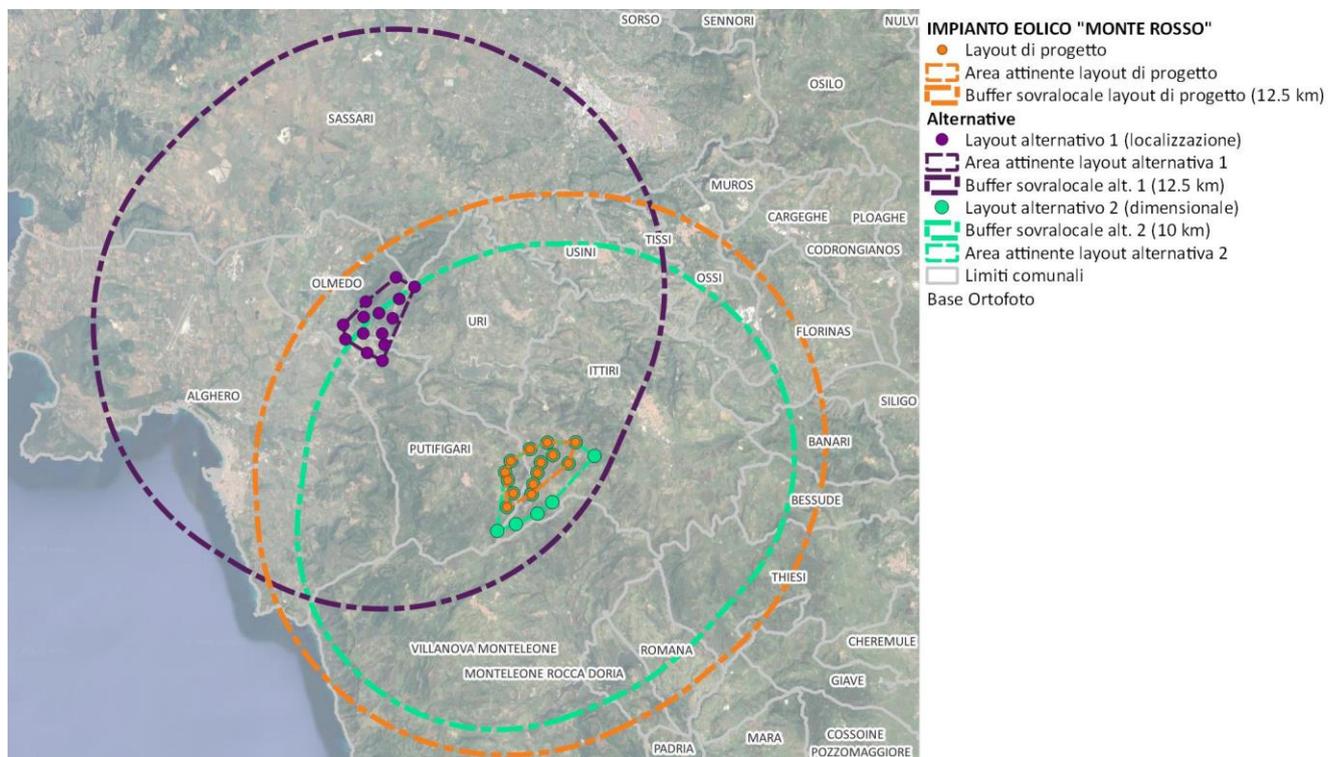


Figura 11: Localizzazione del layout di progetto e dei layout alternativi su base ortofoto

Tabella 6: Confronto dati tecnici layout di progetto e layout alternativi

Variabili considerate	Layout di progetto	Layout alternativo 1	Layout alternativo 2
N. WTG	14	14	19
Modello	Siemens Gamesa SG170	Siemens Gamesa SG170	Siemens Gamesa SG145
Altezza Totale [m]	250	250	200
Altezza hub [m]	165	165	127.5
Diametro rotore [m]	170	170	145
Potenza nominale WTG [MW]	6.6	6.6	5.0
Potenza complessiva [MW]	92.4	92.4	95

Dal confronto è emerso che il layout proposto garantisce il miglior equilibrio tra producibilità ed occupazione di suolo, ingombro visivo ed uso delle risorse territoriali (Tabella 6).

Tabella 7: Sintesi degli esiti del confronto tra layout proposto e alternative localizzative/dimensionali [in verde i risultati più favorevoli; in rosso i risultati meno favorevoli; in giallo eventuali risultati equivalenti]

	Area impianto ¹ [ha]	Producibilità annua ² [MWh/anno]	Producibilità per superficie impianto [MWh/(anno*ha)]	Producibilità per unità di ingombro visivo impianto ³ [MWh/(anno*m ³)]	Porzione del territorio con visibilità dell'impianto [%]
Layout di progetto	631	255772	405	11	45
Layout alternativo 1	770	259418	337	11	72
Layout alternativo 2	1190	262360	220	16	49

I tre layout, in virtù delle caratteristiche anemologiche del sito, hanno una **producibilità annua paragonabile**.

L'installazione di un numero maggiore di aerogeneratori (19 per il layout alternativo 1 vs. 14 per il layout di progetto ed il layout alternativo 2), a parità di producibilità, comporta un'occupazione di suolo maggiore e, dato le dimensioni inferiori degli aerogeneratori, un ingombro visivo minore, tuttavia la **percettibilità dell'impianto dal territorio circostante, in base alle analisi di intervisibilità, è inferiore per il layout di progetto** (45%) rispetto all'alternativa 2 (49%) ed all'alternativa 1 (72%) – cfr. Tabella 5.

¹ Minimo poligono convesso costruito su WTG.

² Analisi effettuata su base dati RSE Atla Eolico.

³ Rapporto tra la producibilità dell'impianto ed il volume del cilindro circoscritto ad ogni aerogeneratore.

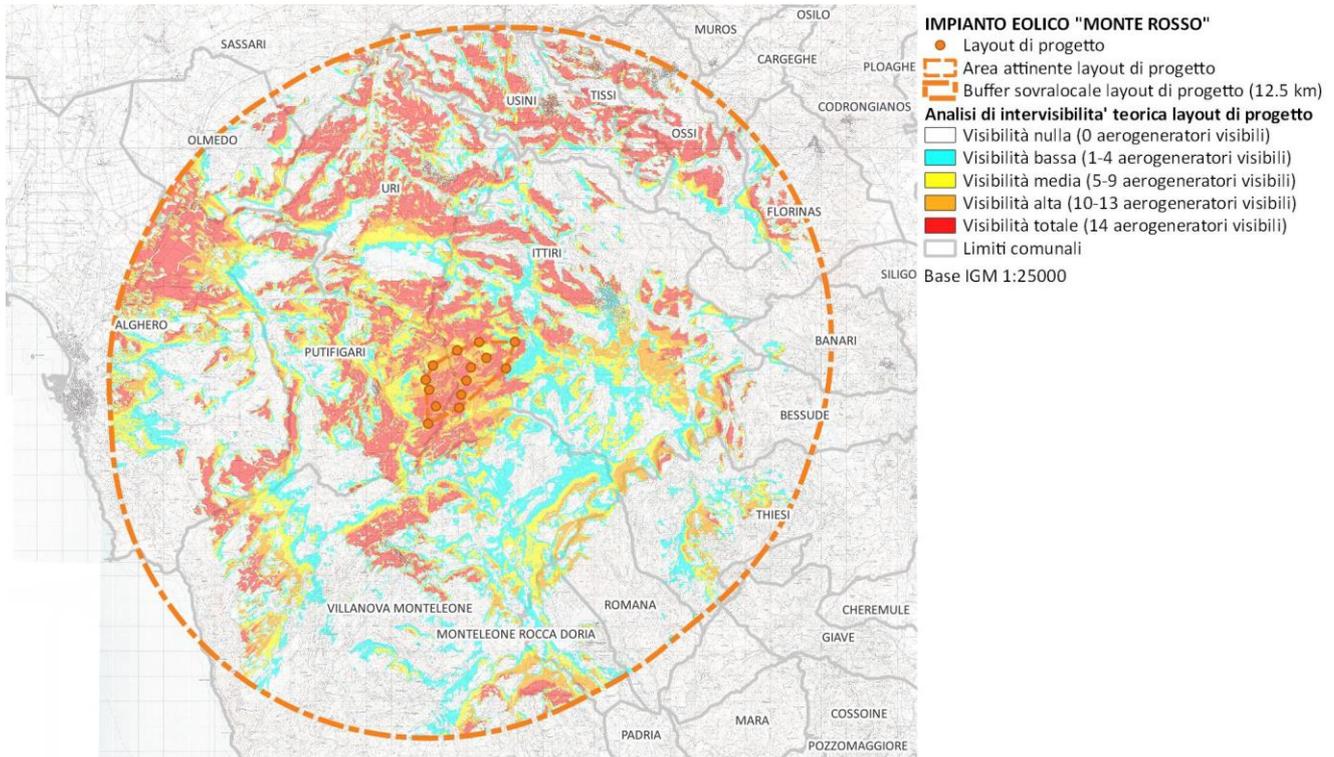


Figura 12: Mappa di intervisibilità su ortofoto del layout di progetto

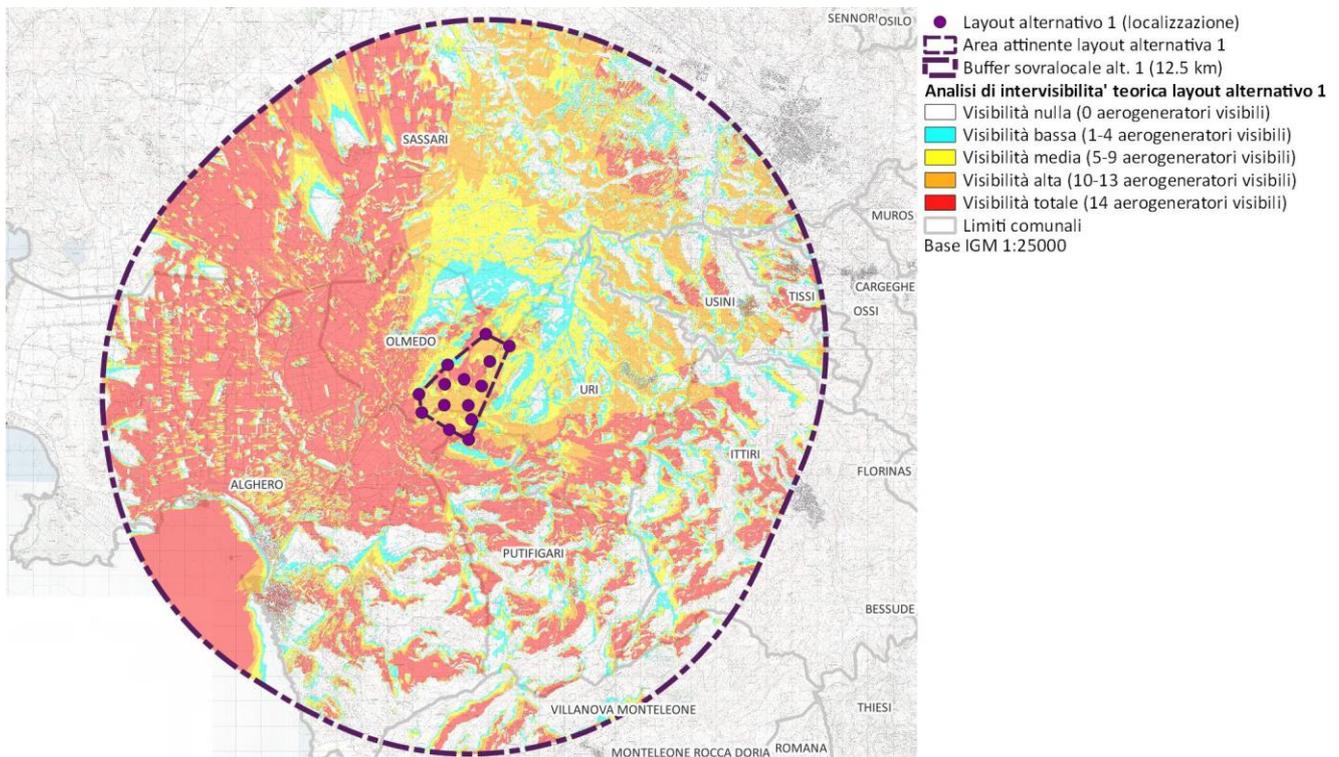


Figura 13: Mappa di intervisibilità su ortofoto del layout alternativo 1

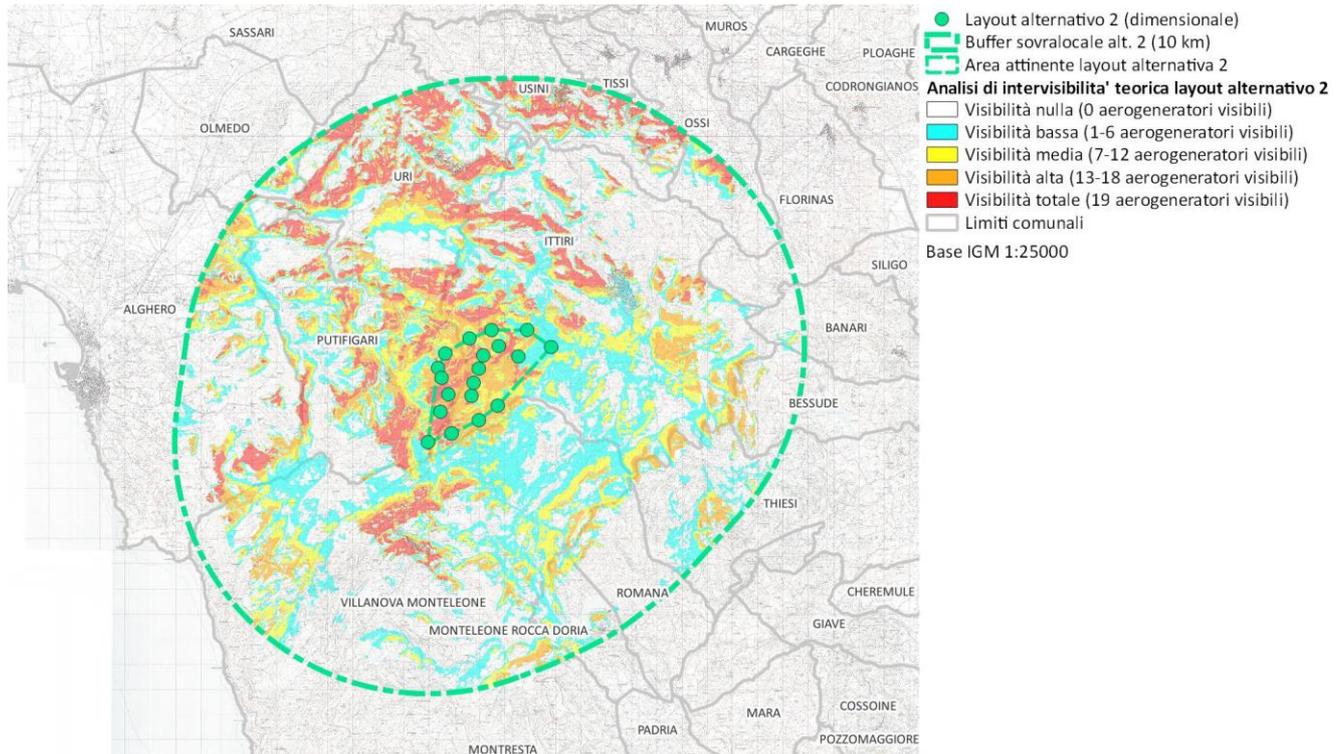


Figura 14: Mappa di intervisibilità su ortofoto del layout alternativo 2

La realizzazione delle alternative, inoltre, non ridurrebbe in modo apprezzabile gli impatti sulle componenti popolazione e salute umana, biodiversità, geologia ed acque, atmosfera ed agenti fisici, impatti comunque mediamente accettabili per tutti i layout; pertanto, tali componenti non sono state valutate.

3.3.3 Alternative progettuali

La tipologia di aerogeneratori previsti in progetto è la più recente evoluzione tecnologica disponibile sul mercato (compatibile con le caratteristiche dell'area di intervento), pertanto l'unica alternativa progettuale ammissibile è rappresentata dalla realizzazione di un impianto che sfrutti fonti rinnovabili diverse (coerentemente con gli obiettivi di transizione ecologica descritti in precedenza).

Tale ipotesi risulterebbe meno sostenibile in termini sia economici che ambientali in base alle caratteristiche del territorio circostante l'area di intervento già descritte per quanto di seguito riportato:

- L'installazione di un **impianto idroelettrico** dipende dalla disponibilità di risorsa idrica e di salti compatibili con una produzione economicamente sostenibile, mancanti nel territorio di riferimento; le stesse considerazioni valgono per i sistemi di sfruttamento del moto ondoso che possono eventualmente essere valutati lungo la costa e non nell'entroterra; tale alternativa, pertanto, non è considerata.
- L'installazione di un impianto alimentato da **biomassa** di pari potenza non appare favorevole perché l'approvvigionamento della materia prima non sarebbe economicamente sostenibile vista l'assenza di una sufficiente superficie boschiva entro un raggio compatibile con gli eventuali costi massimi di approvvigionamento, mentre il ricorso ai soli sottoprodotti dell'attività agricola, di bassa densità, richiederebbe

un'estensione del bacino d'approvvigionamento tale che il trasporto avrebbe un'incidenza inammissibile sui costi di produzione.

Tale impianto, inoltre, causerebbe un incremento delle polveri sottili su scala locale in atmosfera – con il conseguente aumento dei rischi per la popolazione – a cui vanno aggiunti l'aumento dell'inquinamento prodotto dal gran numero di automezzi in circolazione nell'area, il notevole consumo di acqua per la pulizia delle apparecchiature ed il rilevante effetto distorsivo che alcuni prodotti/sottoprodotti di origine agricola subirebbero sui mercati locali (ad esempio la paglia è impiegata anche come lettiera per gli allevamenti ed il legname derivante dalle utilizzazioni boschive è utilizzato pure come legna da ardere, pertanto il loro impiego in centrale comporterebbe un incremento dei prezzi di approvvigionamento).

- La realizzazione di un **impianto fotovoltaico tradizionale a terra** richiederebbe, a parità di energia elettrica prodotta, un incremento notevole dell'occupazione di suolo a danno delle superfici naturali e/o destinate all'attività agricola, con ripercussioni sugli equilibri ambientali e/o sull'economia locale (e quindi sulla popolazione) e sull'azione di presidio del territorio svolta dagli imprenditori agricoli (con risvolti positivi anche sul controllo del dissesto idrogeologico).

La realizzazione di un **impianto agri-fotovoltaico**, invece, manterrebbe gli effetti positivi derivanti da un impianto fotovoltaico a terra, evitando allo stesso tempo la sottrazione dell'area interessata alla produzione agricola o al pascolo naturale.

Nel caso di specie, in virtù delle scelte progettuali effettuate e delle misure di mitigazione e compensazione previste, effetti positivi e negativi si bilanciano; pertanto, il principale limite alla realizzazione dell'impianto agri-fotovoltaico è rappresentato dalla necessità di acquisire la disponibilità delle aree, non richiesta per gli impianti eolici.

Di seguito il dettaglio delle valutazioni effettuate per singola componente ambientale. I disturbi in fase di cantiere/dismissione non sono stati presi in considerazione poiché in alcuni casi di difficile quantificazione – se non a seguito di una progettazione di livello paragonabile a quello dell'impianto proposto – e, in ogni caso, della temporaneità dei lavori e reversibilità della maggior parte delle attività.

Tabella 8. Valutazione della sostenibilità delle alternative progettuali rispetto alla tipologia di impianto proposta

Categoria impatto	Biomassa	FV	AFV	Note esplicative
01 - Popolazione e salute umana				I vantaggi derivanti dalla riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera si equivalgono, ad eccezione della biomassa che, benché a bilancio sostanzialmente neutro rispetto all'anidride carbonica fissata dalle piante, produce comunque emissioni concentrate.
02 - Biodiversità				I vantaggi indirettamente connessi con la produzione di energia da fonti rinnovabili si equivalgono, risultando anche significativamente maggiori rispetto agli accettabili effetti negativi.
03 - Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare				Gli impianti alimentati da biomassa causano l'incremento della domanda di prodotti e sottoprodotti dell'attività agro-silvo-pastorale per la loro alimentazione in fase di esercizio, producendo rilevanti effetti distorsivi del mercato locale e sovralocale, con ripercussioni sull'uso del suolo ed eventualmente sul patrimonio agroalimentare locale. Gli impianti fotovoltaici tradizionali a terra comportano una sottrazione del suolo destinato alla produzione agricola, con effetti

Categoria impatto	Biomassa	FV	AFV	Note esplicative
				negativi sul patrimonio agroalimentare locale, e/o coperto da vegetazione naturale, con ripercussioni sugli equilibri ambientali. Gli interventi di mitigazione e compensazione ipotizzati per il progetto proposto bilanciano gli effetti positivi indotti dagli impianti agro-fotovoltaici sul patrimonio agroalimentare e sull'uso del suolo.
04 - Geologia ed Acque				I possibili effetti in fase di cantiere/dismissione si equivalgono. Gli impianti a biomassa e gli impianti fotovoltaici comportano una maggiore alterazione del regime idrologico delle acque a causa della maggiore superficie impermeabilizzata o, nel caso degli impianti FV e AFV, della concentrazione delle acque piovane in zone limitate: tale alterazione è attenuata utilizzando moduli ad inseguimento solare per gli impianti FV e dalla presenza della coltura sottostante i moduli per gli impianti AFV.
05 - Atmosfera: Aria e Clima				Gli impianti a biomassa producono emissioni di gas serra concentrate in un'area ristretta anche se a bilancio neutro. I vantaggi dell'impianto eolico proposto sono sostanzialmente equivalenti rispetto agli impianti FV e AFV.
06 - Sistema paesaggistico: paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali				Gli impianti a biomassa di grande generazione producono una significativa alterazione del contesto paesaggistico, con notevole artificializzazione del territorio, tanto da risultare più idonei all'interno di aree industriali. Gli impianti fotovoltaici sono meno visibili a lunga distanza, anche se comportano l'alterazione di una superficie di territorio maggiore, comunque più facilmente mascherabile.
07 - Agenti fisici: Rumore				Le emissioni di rumore prodotte dagli impianti FV e AFV sono minori rispetto agli impianti eolici, che comunque devono rispettare le norme vigenti in materia. Il funzionamento degli impianti a biomassa, invece, produce emissioni rumorose maggiori rispetto agli impianti eolici, risultando compatibili con il clima acustico di aree industriali piuttosto che di aree agricole o naturali.
07 - Agenti fisici: Vibrazioni				Non si rilevano sostanziali differenze tra le diverse tipologie di impianto considerata la pari necessità di realizzare in fase di cantiere strutture con adeguata resistenza alle sollecitazioni.
07 - Agenti fisici: Campi elettromagnetici				A parità di soluzione di connessione e di opere di rete, non si rilevano sostanziali differenze tra le diverse tipologie di impianto.
Giudizio complessivo				Il confronto tra aspetti positivi e negativi delle diverse tipologie di impianto valutate evidenzia che gli impianti a biomassa e quelli fotovoltaici tradizionali a terra sono meno favorevoli in termini ambientali. Il giudizio complessivo relativo agli impianti agro-fotovoltaici, invece, è sostanzialmente equiparabile a quello dell'impianto eolico proposto; tuttavia, nel caso di specie ha prevalso la possibilità di non acquisire la disponibilità dell'area interessata dal progetto già in fase di sviluppo.

4 Il progetto

4.1 Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento

I criteri utilizzati per definire le aree interessate dalle opere di progetto sono diversi. In particolare, è stato fatto un lavoro, principalmente, di monitoraggio anemometrico dell'area, di censimento dei vincoli presenti nella zona, di localizzazione della viabilità pubblica presente nell'area, e, subordinatamente, di verifica della disponibilità delle aree da parte dei privati.

Il monitoraggio anemometrico ha portato a individuare alcune aree ritenute idonee alla produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, creando un primo filtro che ha portato a escludere alcune aree a discapito di altre giudicate, queste ultime, più esposte al vento.

La verifica dei vincoli di natura ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico artistico ha definito che l'intervento proposto risulta coerente con la pianificazione territoriale vigente di livello regionale, provinciale e comunale, nonché con il quadro definito dalle norme settoriali vigenti e adottate.

Successivamente è stata fatta una verifica sul campo, andando a controllare la litologia e l'idrografia presente nell'area, privilegiando aree sulle quali affiorano terreni o rocce stabili e sulle quali sussista una scarsa probabilità di inondazione.

Inoltre, è stato fatto un lavoro di verifica del tipo di viabilità presente nell'area, privilegiando aree sulle quali non fossero presenti strade a scorrimento veloce, per evitare che alcune opere di progetto (es. cavidotti) andassero a intaccare tali strade, creando congestioni di traffico durante la fase di cantierizzazione. Infine, è stata fatta una verifica sulla disponibilità delle aree da parte dei privati.

Quest'analisi multicriterio ha portato all'individuazione delle aree da destinare all'ubicazione degli aerogeneratori, risultando, pertanto, quella che, a giudizio della società proponente, interessa in maniera minore l'ambiente circostante rispetto alle altre soluzioni prese in considerazione.

Metodologia utilizzata per l'inserimento del parco eolico sul territorio

Per il posizionamento degli aerogeneratori, selezionati in base alle caratteristiche anemologiche del sito analizzate attentamente grazie alle rilevazioni eseguite, sono state considerate numerose ipotesi ricercando, anzitutto, il rispetto dei vincoli ambientali posti dalla normativa nazionale nonché i livelli di pressione sonora (impatto acustico) e quindi la soluzione capace di garantire il migliore compromesso tra modifica del paesaggio e produzione energetica.

Il risultato del lavoro, le cui soluzioni tecniche sono esposte nel seguito della presente relazione, ha portato alla definizione di un layout costituito da un totale di 14 aerogeneratori in agro di: Ittiri e Putifigari, tutti aventi potenza unitaria pari a 6.6 MW per una potenza complessiva di 92.4 MW.

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di illustrare il rispetto dei suddetti criteri d'inserimento.

Nello specifico i criteri generali ed i vincoli principali osservati nella definizione del layout sono stati i seguenti:

- anemologia in proiezione con una velocità media del vento di superiore a 5 m/s a 25 m dal suolo;
- distanza dai centri abitati: maggiore di 1.000 m;
- distanza minima subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti da fabbricati registrati al catasto alle categorie:

- B1: Collegi e convitti, educandati; ricoveri; orfanotrofi; ospizi; conventi; seminari; caserme;
- B2: Case di cura ed ospedali (senza fine di lucro);
- B5: Scuole e laboratori scientifici;
- D4: Case di cura ed ospedali (con fine di lucro);
- D10: Fabbricati per funzioni produttive connesse alle attività agricole.

Bisogna specificare, che in ogni caso, ai fini della sicurezza, si è tenuto conto della presenza di tutti fabbricati regolarmente accatastati per cui non è stato rilevato uno stato di abbandono presenti nelle vicinanze degli aerogeneratori:

- distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti e comunque non inferiore a 300 metri;
- distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti e comunque non inferiore a 294 metri;
- orografia/morfologia del sito: si sono evitate, per quanto possibile, zone franose attraversando i versanti lungo le linee di massima pendenza;
- idrografia del sito: si sono evitate zone allagabili, posizionando gli aerogeneratori a una opportuna distanza dai compluvi, individuabili sulla cartografia tecnica come linee blu (reticolo idrografico), in modo tale che le aree di intervento sono in sicurezza idraulica definita, quest'ultima, in termini di tempo ritorno pari a 30, 200 e 500 anni;
- minimizzazione degli interventi sul suolo, individuare siti facilmente ripristinabili alle condizioni morfologiche iniziali;
- sfruttamento di percorsi e/o sentieri esistenti: lunghezze e pendenze delle livellette stradali tali da seguire, per quanto possibile, l'orografia propria del terreno, considerando anche le pendenze superabili dai mezzi di trasporto;
- strade con una larghezza minima di circa 4.0 m;
- si è cercato di evitare, ove possibile, le aree di rispetto delle sorgenti e delle cisterne a cielo aperto;
- si sono evitate zone boscate;
- riduzione della parcellizzazione della proprietà privata e pubblica, attraverso l'utilizzo di corridoi di servitù già costituite da infrastrutture esistenti;

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, sono state ipotizzate diverse configurazioni dell'impianto raggiungendo, attraverso un esame delle diverse soluzioni progettuali di installazione possibili, una soluzione progettuale che ottimizzasse l'iniziativa.

Per quanto riguarda ipotesi alternative progettuali di collocazione dell'impianto, è doveroso precisare che gli interventi relativi alle stesse sarebbero andate ad incidere su aree naturalisticamente più importanti o su aree troppo prossime ad altri impianti esistenti o, ancora, in vicinanza di strade statali e/o provinciali.

La soluzione proposta per la disposizione dell'impianto deriva dalla scelta fra le alternative più idonee a garantire una buona produttività compatibilmente con l'ambiente circostante.

Dall'esame dei differenti criteri di localizzazione possibili, diversi per disposizione delle macchine e per densità delle stesse, risultano varie tipologie, di seguito riassunte, al fine di meglio giustificare la configurazione prescelta:

- disposizione su reticolo quadrato o romboidale;
- disposizione su una unica fila;

- disposizione su file parallele;
- disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);
- disposizione risultante dalla combinazione e/o sovrapposizione delle precedenti tipologie;
- disposizione apparentemente casuale.

La prima tipologia è caratteristica delle installazioni più vecchie, mentre l'ultima è caratterizzata da disposizioni in pianta secondo linee e figure molto articolate e si presta alle installazioni in ambiente con orografia complessa. Le file possono risultare con un minor numero di elementi in larghezza nella forma detta di "pine-tree array".

L'interdistanza fra gli aerogeneratori può variare da $(3\div 5) \cdot D$ a $(5\div 7) \cdot D$, dove D è il diametro massimo del cerchio descritto dalle pale nella loro rotazione, a seconda se si tratti della distanza entro le file parallele alla direzione dominante del vento o tra file poste con angolature diverse. Tale dato, tuttavia, non è vincolante, in quanto l'interdistanza definitiva viene prescelta in base a precise simulazioni puntuali di interferenza.

L'area occupata dall'impianto eolico in progetto ha la forma di un poligono irregolare e gli aerogeneratori sono disposti in maniera solo apparentemente casuale, comunque studiata per limitare la percezione visiva; tale area è solo marginalmente utilizzata dalle macchine, dalle rispettive piazzole e strade annesse, mentre la totalità della superficie potrà continuare ad essere impiegata secondo la destinazione d'uso cui era destinata precedentemente alla realizzazione dell'impianto. Tale disposizione consente di ottimizzare gli aspetti produttivi con i vincoli limitrofi, inclusa una minimizzazione degli impatti sulla fauna, gestire in maniera ottimale le viste e armonizzare il più possibile il layout.

La dislocazione degli aerogeneratori sul territorio è quindi scaturita dall'attenta analisi dei diversi fattori e criteri sopra descritti (morfologia, orografia e idrografia del territorio, condizioni di accessibilità al sito, distanze da fabbricati e strade esistenti attraverso una serie di rilievi sul campo) e da considerazioni sulla sicurezza e sul massimo rendimento degli aerogeneratori e del parco nel suo complesso, in base sia a studi anemologici che ad una serie di elaborazioni e simulazioni informatizzate.

Dai risultati delle analisi per le diverse soluzioni alternative la scelta presentata è risultata come la più opportuna sotto molteplici aspetti:

- produttività: le analisi numeriche relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto ad aree contigue;
- ambiente e paesaggio: l'analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori del territorio comunale per la localizzazione di un impianto eolico, sia sotto l'aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre, la disposizione delle macchine su unica fila curva risulta di minimo impatto per la fauna locale;
- la disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito a diversi sopralluoghi, durante i quali tutte le posizioni sono state controllate e valutate "tecnicamente fattibili" sia per accessibilità che per la disponibilità di spazio per i lavori di costruzione.
- La posizione di ciascun aerogeneratore rispetta ampiamente la distanza massima di gittata prevista (nella fattispecie circa 294 m (cfr. Relazione specialistica — Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti).

Il parco eolico in progetto risulta quindi:

- compatibile con gli strumenti di pianificazione esistenti, generali e settoriali d'ambito regionale e locale nonché rispettose delle normative relativa alla protezione dell'ambiente e del paesaggio;

- compatibile con le esigenze di fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo della regione;
- coerente con le esigenze di diversificazione delle fonti primarie e delle tecnologie produttive;
- concepito con un grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento al rendimento energetico ed al livello di emissioni dell'impianto proposto;
- concepito utilizzando le migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- finalizzato a minimizzare i costi di trasporto dell'energia e dell'impatto ambientale delle nuove infrastrutture di collegamento alle reti esistenti;
- concepito dando priorità alla valorizzazione e riqualificazione delle aree territoriali interessate compreso il contributo allo sviluppo ed all'adeguamento della forestazione ovvero tutte le altre misure di compensazione delle criticità ambientali territoriali assunte anche a seguito di eventuali accordi tra il proponente e l'Ente.

Caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti e i criteri di progettazione delle strutture e degli impianti

Per quanto concerne le caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali utilizzati per la realizzazione degli aerogeneratori si rappresenta quanto segue.

Le fondazioni delle torri saranno costituite da plinti in c.a. di idonee dimensioni, essi saranno dimensionati per resistere agli sforzi di ribaltamento e scivolamento prodotti dalle forze agenti sulla torre. Essendo condizionante l'azione di ribaltamento essi saranno del tipo snello di grande dimensione in pianta ed altezza ridotta. A tal proposito si rimanda alla consultazione delle relazioni e delle tavole di progetto.

Ogni aerogeneratore è collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio.

Le piazzole saranno realizzate con materiali selezionati dagli scavi, adeguatamente compattati anche per assicurare la stabilità della gru. Le piazzole devono contenere un'area sufficiente a consentire sia lo scarico e lo stoccaggio dei vari elementi dai mezzi di trasporto, sia il posizionamento delle gru (principale e secondarie). Esse devono quindi possedere i requisiti dimensionali e plano altimetrici specificatamente forniti dall'azienda installatrice degli aerogeneratori, sia per quanto riguarda lo stoccaggio e il montaggio degli elementi delle turbine stesse, sia per le manovre necessarie al montaggio e al funzionamento delle gru.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari ad almeno circa 2.000 m² costituita da:

- area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; all'interno dell'area parco sono previste due aree destinate temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di estensione ciascuna pari a circa 5.000 m², esse potranno eventualmente solo essere spianate e livellate, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

In alcuni casi sarà inoltre realizzata un'area ausiliaria di dimensioni approssimative che ospiterà le gru ausiliarie necessarie all'installazione del braccio della gru principale.

Le superfici delle piazzole realizzate per consentire il montaggio e lo stoccaggio degli aerogeneratori, verranno in parte ripristinate all'uso originario (piazzole di stoccaggio) e in parte ridimensionate (piazzole

di montaggio), in modo da consentire facilmente eventuali interventi di manutenzione o sostituzione di parti danneggiate dell'aerogeneratore.

Le caratteristiche e la tipologia della sovrastruttura delle piazzole devono essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione da effettuarsi nel luogo ove verrà realizzata la piazzola sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la soprastruttura in misto stabilizzato verrà rimossa nelle aree di montaggio e stoccaggio componenti, nonché nelle aree per l'installazione delle gru ausiliarie e nella zona di stoccaggio pale laddove presente.

Infine, la realizzazione delle piazzole prevede opere di regimazione idraulica tali da garantire il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali esistenti, prevenendo dannosi fenomeni di dilavamento del terreno.

Le necessità di trasporto dei componenti di impianto impongono che le strade abbiano larghezza minima di 4 m. Nel caso specifico le inclinazioni laterali saranno trascurabili mentre le pendenze potranno essere significative viste le caratteristiche geomorfologiche dell'area. Nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m).

Vista l'orografia dei luoghi gli interventi di adeguamento, così come la viabilità di nuova realizzazione, non comporteranno la necessità di realizzare muri di sostegno o opere d'arte analoghe.

Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento, per poter essere riutilizzato nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Tutte le strade di progetto potranno in futuro essere utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, e saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinendole con una pavimentazione stradale a macadam, oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti.

La rete elettrica MT sarà realizzata con posa completamente interrata allo scopo di ridurre l'impatto della stessa sull'ambiente, assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Il tracciato planimetrico della rete, lo schema unifilare dove sono evidenziate la lunghezza e la sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e la modalità e le caratteristiche di posa interrata sono mostrate nelle tavole del progetto allegate.

La rete di cavidotti MT si estende su circa 45.4 Km di scavi e l'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

In particolare, l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco in oggetto verrà convogliata tramite un cavidotto interrato a 30 kV. A valle del cavidotto esterno in MT è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione.

Il parco in oggetto sarà costituito da n. 14 aerogeneratori della potenza nominale di 6.6 MW ciascuno, con potenza complessiva in immissione di 92.4 MW, STMG Terna ID 202100120. In particolare, i territori comunali di Ittiri e Putifigari saranno interessati dall'installazione dei 14 aerogeneratori e dal tracciato del cavidotto di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). La SET ricadrà nel territorio comunale di Ittiri.

Tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del parco eolico quali pietrame, pietrisco, ghiaia e ghiaietto verranno prelevati da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti a tale scopo autorizzati o per merito della natura rocciosa dell'area parco si riutilizzerà quanto scavato sia nella fase di montaggio che in quella di esercizio.

I materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto.

Per quanto riguarda le discariche, **delle quali non si prevede utilizzo** se non per i rifiuti provenienti dalle attività di cantiere e dalla fresatura di asfalto per la posa dei cavidotti, si farà riferimento all'elenco degli impianti autorizzati presenti nel territorio regionale.

Si rimanda, per i dettagli, al Piano di utilizzo terre e rocce da scavo.

4.2 Descrizione di dettaglio delle opere civili

4.2.1 Fondazioni

L'aerogeneratore andrà a scaricare gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato del tipo diretto. La fondazione è stata calcolata preliminarmente in modo tale da poter sopportare il carico della macchina e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dall'azione cinetica delle pale in movimento.

Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione sono state eseguite con i metodi ed i procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le strutture di fondazione sono dimensionate in conformità alla normativa tecnica vigente.

I plinti di fondazione sono stati dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno derivanti dalle analisi geologiche e sulla base dall'analisi dei carichi trasmessi dalla torre (forniti dal costruttore dell'aerogeneratore).

La fondazione è costituita da un plinto di diametro pari a 25.50 m ed altezza variabile da 2.90 m (esterno gona aerogeneratore) a 0.70 m (esterno plinto. Ad ogni buon conto, tutti i calcoli eseguiti e la relativa scelta dei materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche significative per garantire i necessari livelli di sicurezza. Pertanto, quanto riportato nel presente progetto, potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, in termini sia dimensionali che di forma, fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

4.2.2 Viabilità

Le aree interessate dal parco risultano accessibili; il collegamento avviene attraverso viabilità Provinciale e Statale esistente per lo più idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, al transito dei componenti necessari all'assemblaggio delle singole macchine eoliche in modo da minimizzare la viabilità di nuova costruzione. Nello specifico:

- SS291 var;
- SS127bis;
- SP12.

L'ubicazione dell'impianto interessa un'area con quote variabili comprese tra 279 ed i 422 m.s.l.m. Essa si articola e caratterizza morfologicamente grazie alla presenza di incisioni vallive di corpi idrici secondari o scoli naturali.

La viabilità interna al parco eolico, quindi sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti adeguate, in parte da adeguare e da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

La realizzazione di nuovi tratti stradali sarà contenuta e limitata ai brevi percorsi che vanno dalle strade esistenti all'area di installazione degli aerogeneratori, i percorsi stradali ex novo saranno genericamente realizzati in massicciate tipo macadam (oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti) similmente alle carrarecce esistenti e avranno una larghezza minima pari a 4 m.

Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento, per poter essere riutilizzato nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Inoltre, per ridurre il fenomeno dell'erosione delle nuove strade causato dalle acque meteoriche, lungo i cigli delle stesse sono previste delle fasce di adeguata larghezza, realizzate con materiale lapideo di idonea pezzatura, che oltre a consentire il drenaggio delle stesse acque meteoriche, saranno di contenimento allo strato di rifinitura delle strade.

Nelle zone in cui le strade di progetto percorreranno piste interpoderali esistenti, ove necessario, le opere civili previste consisteranno in interventi di adeguamento della sede stradale per la circolazione degli automezzi speciali necessari al trasporto degli elementi componenti l'aerogeneratore. Detti adeguamenti prevedranno degli allargamenti in corrispondenza delle viabilità caratterizzate da raggi di curvatura troppo stretti ad ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza. Nella fattispecie, le necessità di trasporto dei componenti di impianto impongono che le strade abbiano larghezza minima di 4 m, nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m); saranno quindi necessari interventi di adeguamento di alcune viabilità presenti al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

Nello specifico le viabilità di cantiere e gli adeguamenti realizzati sono da considerarsi temporanei, così come le aree di manovra con opportuni raggi di curvatura in quanto si prevede il ripristino allo stato originario al termine delle attività di cantiere.

Tutte le strade saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinendole con una pavimentazione stradale a macadam, oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti.

Tabella 9: Lunghezza tracciati stradali di progetto e da adeguare

Tratto	Larghezza viabilità [m]	Ex novo [m]	Adeguamento [m]	Lunghezza totale [m]	Lunghezze tratti da Cementare (pendenza longitudinale >14%) [m]
ROAD WTG01	4	154	0	154	0
ROAD WTG02	4	441	0	441	100
ROAD WTG03	4	1350	0	1350	100
ROAD WTG04	4	314	0	314	0
ROAD WTG05	4	643	0	643	350
ROAD WTG06	4	1911	660	2571	50
ROAD WTG07	4	1000	790	1790	50
ROAD WTG08	4	276	0	276	0
ROAD WTG09	4	291	0	291	100
ROAD WTG10	4	1120	0	1120	0

Tratto	Larghezza viabilità [m]	Ex novo [m]	Adeguamento [m]	Lunghezza totale [m]	Lunghezze tratti da Cementare (pendenza longitudinale >14%) [m]
ROAD WTG11	4	464	0	464	0
ROAD WTG12	4	253	0	253	0
ROAD WTG13	4	327	0	327	0
ROAD WTG14	4	832	0	832	0

Per quanto possibile, all'interno dell'area di intervento si cercherà di utilizzare la viabilità esistente, costituita da stradine interpoderali in parte anche asfaltate, eventualmente adeguate alle necessità sopra descritte. L'adeguamento potrà consistere:

- nella regolarizzazione e spianamento del fondo;
- nell'allargamento della sede stradale;
- nel cambiamento del raggio di alcune curve.

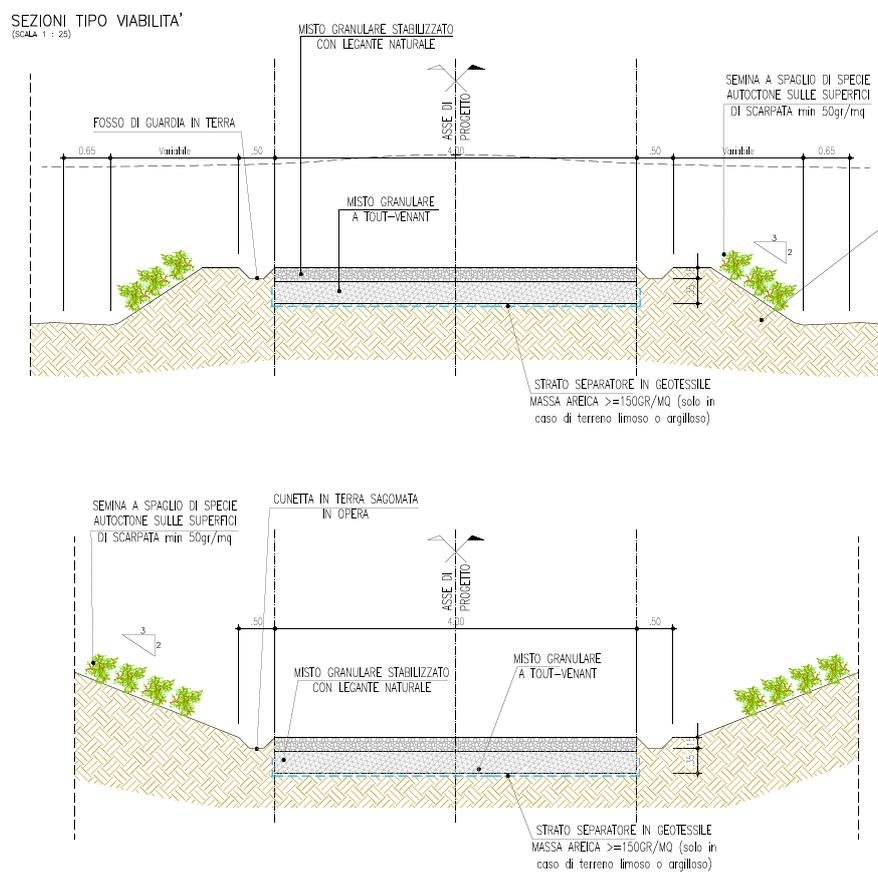


Figura 15: Sezioni stradali tipo

4.2.3 Piazzole di montaggio e di stoccaggio

Ogni aerogeneratore è collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione delle turbine e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio.

Le piazzole di montaggio dei vari componenti degli aerogeneratori sono poste in prossimità degli stessi e devono essere realizzate in piano o con pendenze minime (dell'ordine del 1-2% al massimo) che

favoriscano il deflusso delle acque e riducano i movimenti terra. Le piazzole devono contenere un'area sufficiente a consentire sia lo scarico e lo stoccaggio dei vari elementi dai mezzi di trasporto, sia il posizionamento delle gru (principale e secondarie). Esse devono quindi possedere i requisiti dimensionali e plano altimetrici specificatamente forniti dall'azienda installatrice degli aerogeneratori, sia per quanto riguarda lo stoccaggio e il montaggio degli elementi delle turbine stesse, sia per le manovre necessarie al montaggio e al funzionamento delle gru.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli costituita da:

- area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;
- talvolta anche area di stoccaggio pale.

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; inoltre sono previste due aree destinate temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 5000 m² l'una.

Le superfici delle piazzole realizzate per consentire il montaggio e lo stoccaggio degli aerogeneratori, verranno in parte ripristinate all'uso originario e in parte ridimensionate, in modo da consentire facilmente eventuali interventi di manutenzione o sostituzione di parti danneggiate dell'aerogeneratore.

Le caratteristiche e la tipologia della sovrastruttura delle piazzole devono essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione da effettuarsi nel luogo ove verrà realizzata la piazzola sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la sovrastruttura in misto stabilizzato verrà rimossa nelle aree di montaggio e stoccaggio componenti, nonché nelle aree per l'installazione delle gru ausiliarie e nella zona di stoccaggio pale laddove presente.

Infine, la realizzazione delle piazzole prevede opere di regimazione idraulica tali da garantire il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali esistenti, prevenendo dannosi fenomeni di dilavamento del terreno.

4.2.4 Aree logistiche di cantiere

All'interno dell'area parco saranno realizzate due aree di cantiere di circa 5.000 m² l'una, utilizzate per l'installazione di prefabbricati, adibiti a uffici, magazzini, servizi etc... Le aree saranno altresì utilizzate come deposito mezzi ed eventuale stoccaggio di materiali, per lo scarico delle pale (lunghezza pale pari a 85 m).

Analogamente alcuni dei componenti dell'aerogeneratore verranno trasbordati dai convogli tradizionali e approvvigionati alle postazioni di montaggio mediante convogli più agili ovvero dotati di rimorchio semovente.

Montate le torri e installate su ciascuna delle loro sommità la navicella con il rotore e le pale, si procederà a smantellare i collegamenti ed i piazzali di servizio (opere provvisori) in quanto temporanei e strumentali alla esecuzione delle opere, ripristinando così lo status quo ante.

4.2.5 Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere schematicamente suddivise in due sezioni:

- opere elettriche di trasformazione e di collegamento fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla rete del Gestore Nazionale.

L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore è trasformata per mezzo del trasformatore installato a bordo navicella e quindi trasferita al quadro posto a base torre all'interno della struttura di sostegno tubolare.

Di qui l'energia elettrica prodotta da ciascun circuito (sottocampo) è trasferita mediante un cavidotto interrato MT al nuovo stallo ed infine immessa nella rete di trasmissione nazionale AT di proprietà TERNA S.p.A.

Il trasporto dell'energia in MT avviene mediante cavi che verranno posati ad una profondità non inferiore a 100 cm, con un tegolo di protezione in prossimità dei giunti (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza variabile compresa fra 50 cm e 1.0 m. Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Presso la SET è previsto:

- la misura dell'energia prodotta dal parco;
- la consegna a TERNA S.p.A.

La stazione elettrica sarà costituita da:

- N.1 stallo di arrivo linea in cavo MT;
- N.1 edificio servizi per le apparecchiature;
- Viabilità di accesso alla stazione elettrica e opere di accesso e recinzione.

Nella sottostazione elettrica sarà presente n.1 edificio utente suddiviso in più locali tecnici per il contenimento delle apparecchiature di stazione.

Per tutti i locali è prevista un'altezza fuori terra massima di 3.20 m come quota finita. Le dimensioni in pianta del fabbricato sono: lunghezza 32.60 m, profondità 6.10 m con annesso locale di misura.

4.2.6 Impianto elettrico

I cavi principali MT saranno dimensionati in modo tale che risulti soddisfatta la relazione:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V \% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Come sopra accennato, il parco eolico in progetto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo di un nuovo stallo condiviso con altri produttori realizzato nel territorio comunale di Ittiri.

Gli aerogeneratori del parco eolico saranno suddivisi in 7 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG13-WTG12-SET);
- Sottocampo 2: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG11-WTG03-SET);
- Sottocampo 3: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG06-WTG04-SET);
- Sottocampo 4: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG02-WTG01-SET);
- Sottocampo 5: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG14-WTG10-SET);
- Sottocampo 6: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG07-WTG09-SET);
- Sottocampo 7: 6.6 x 2 = 13.2 MW (WTG05-WTG08-SET).

			CIRCUITO 1							
			WTG13-13	WTG12-13	WTG12-13'	13 - 12	12 - 8	8 - 7	7- 1	Esterno sx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R							
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	si	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	630	630	630	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	574	147	147	401	4'710	1'105	541	11'517
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.211	0.211	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	33.4	8.5	7.1	19.2	225.9	53.0	26.0	552.5
	ΔV	%	0.11%	0.03%	0.02%	0.06%	0.75%	0.18%	0.09%	1.84%
Caduta di tensione totale			3.09%							
PORTATA			VERIFICATO							

Figura 16: Cadute di tensione Circuito 1

			CIRCUITO 2						
			WTG11-12	12 - 8	8 - 7	WTG03-7	WTG03-7'	7- 1	Esterno sx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R						
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	sì	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	300	300	300	300	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	460	4'710	1'105	1'243	1'243	541	11'517
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.130	0.130	0.130	0.130	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.100	0.100	0.100	0.100	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	18.1	184.9	43.4	48.8	59.6	26.0	552.5
	ΔV	%	0.06%	0.62%	0.14%	0.16%	0.20%	0.09%	1.84%
Caduta di tensione totale			3.11%						
PORTATA			VERIFICATO						

Figura 17: Cadute di tensione Circuito 2

			CIRCUITO 3								
			WTG06 -11	WTG04 -11	WTG04 -11'	11 - 10	10 - 9	9 - 8	8 - 7	7 - 1	Esterno sx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R								
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	sì	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	630	630	630	630	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	526	307	307	465	911	661	1'105	541	11'517
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.211	0.211	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	30.6	17.8	14.7	22.3	43.7	31.7	53.0	26.0	552.5
	ΔV	%	0.10%	0.06%	0.05%	0.07%	0.15%	0.11%	0.18%	0.09%	1.84%
Caduta di tensione totale			2.64%								
PORTATA			VERIFICATO								

Figura 18: Cadute di tensione Circuito 3

			CIRCUITO 4							
			WTG02 -10	10 - 9	WTG01-9	WTG01-9'	9 - 8	8 - 7	7 - 1	Esterno sx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R							
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	si	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	185	630	630	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	436	911	147	147	661	1'105	541	11'517
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.211	0.211	0.211	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.110	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	25.3	53.0	8.5	7.1	31.7	53.0	26.0	552.5
	ΔV	%	0.08%	0.18%	0.03%	0.02%	0.11%	0.18%	0.09%	1.84%
Caduta di tensione totale			2.52%							
PORTATA			VERIFICATO							

Figura 19: Cadute di tensione Circuito 4

			CIRCUITO 5							
			WTG14 -6	WTG10 -6	WTG10 -6'	6 - 4	4 - 3	3 - 2	2 - 1	Esterno dx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R							
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	si	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	630	630	630	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	819	304	304	983	4'199	691	218	11'413
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.211	0.211	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	47.6	17.7	14.6	47.2	201.4	33.1	10.5	547.5
	ΔV	%	0.16%	0.06%	0.05%	0.16%	0.67%	0.11%	0.03%	1.82%
Caduta di tensione totale			3.07%							
PORTATA			VERIFICATO							

Figura 20: Cadute di tensione Circuito 5

			CIRCUITO 6							
			WTG07 -5	WTG09 -5	WTG09 -5'	5 - 4	4 - 3	3 - 2	2 - 1	Esterno dx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R							
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	si	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	630	630	630	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	991	182	182	791	4'199	691	218	11'413
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.211	0.211	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	57.6	10.6	8.7	37.9	201.4	33.1	10.5	547.5
	ΔV	%	0.19%	0.04%	0.03%	0.13%	0.67%	0.11%	0.03%	1.82%
Caduta di tensione totale			3.02%							
PORTATA			VERIFICATO							

Figura 21: Cadute di tensione Circuito 6

			CIRCUITO 7					
			WTG05 -3	3 - 2	WTG08 -2	WTG08 -2'	2 - 1	Esterno dx
			ALLUMINIO 30kV ARE4H1R					
Tensione trasporto	Vn	KV	30	30	30	30	30	30
	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Sinfi	si	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20
Corrente di impiego	I _b	A	141.13	141.13	141.13	282.26	282.26	282.26
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	185	630	630	630
Lunghezza linea	L	m	537	691	105	105	218	11'413
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.211	0.211	0.211	0.064	0.064	0.064
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.110	0.094	0.094	0.094
Caduta di tensione	ΔV	V	31.2	40.2	6.1	5.0	10.5	547.5
	ΔV	%	0.10%	0.13%	0.02%	0.02%	0.03%	1.82%
Caduta di tensione totale			2.13%					
PORTATA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

Figura 22: Cadute di tensione Circuito 7

Circuito 1	CAVO											Portata cavo		
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3			K4
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG13-13	141.13	185	317	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	266	VERIFICATO
WTG12-13	141.13	185	317	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	228	VERIFICATO
WTG12-13'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
13 - 12	282.26	630	710	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	595	VERIFICATO
12 - 8	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
8 - 7	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
7 - 1	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
Esterno sx	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO

Figura 23: Verifica portate Circuito 1

Circuito 2	CAVO											Portata cavo		
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3			K4
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG11-12	141.13	300	414	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	347	VERIFICATO
12 - 8	141.13	300	414	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	298	VERIFICATO
8 - 7	141.13	300	414	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	257	VERIFICATO
WTG03-7	141.13	300	414	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	298	VERIFICATO
WTG03-7'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
7 - 1	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
Esterno sx	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO

Figura 24: Verifica portate Circuito 2

Circuito 3	CAVO											Portata cavo		
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3			K4
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG06 -11	141.13	185	317	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	266	VERIFICATO
WTG04 -11	141.13	185	317	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	228	VERIFICATO
WTG04 -11'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
11 - 10	282.26	630	710	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	595	VERIFICATO
10 - 9	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
9 - 8	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
8 - 7	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
7 - 1	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
Esterno sx	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO

Figura 25: Verifica portate Circuito 3

Circuito 4	CAVO											Portata cavo		
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3			K4
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG02 -10	141.13	185	317	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	266	VERIFICATO
10 - 9	141.13	185	317	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	228	VERIFICATO
WTG01-9	141.13	185	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
WTG01-9'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
9 - 8	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
8 - 7	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
7 - 1	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO
Esterno sx	282.26	630	710	25	4	0.25	1.0	2.0	0.96	0.74	0.97	0.90	440	VERIFICATO

Figura 26: Verifica portate Circuito 4

Circuito 5	CAVO											Portata cavo		
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3			K4
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG14 -6	141.13	185	317	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	266	VERIFICATO
WTG10 -6	141.13	185	317	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	228	VERIFICATO
WTG10 -6'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
6 - 4	282.26	630	710	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	595	VERIFICATO
4 - 3	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
3 - 2	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO
2 - 1	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO
Esterno dx	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO

Figura 27: Verifica portate Circuito 5

Circuito 6	CAVO											Portata cavo		
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3			K4
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG07 -5	141.13	185	317	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	266	VERIFICATO
WTG09 -5	141.13	185	317	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	228	VERIFICATO
WTG09 -5'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
5 - 4	282.26	630	710	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	595	VERIFICATO
4 - 3	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
3 - 2	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO
2 - 1	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO
Esterno dx	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO

Figura 28: Verifica portate Circuito 6

Circuito 7	CAVO												Portata cavo	
	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Portata nominale	Temp. terreno	terme		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione					
	I_b	S	I_0	T	numero	distanza			K1	K2	K3	K4		I_z
A	mm ²	A	°C	nr	m	m	K*m/W	ktt	kd	kp	kr	A		
WTG05 -3	141.13	185	317	25	1	0.25	1.0	2.0	0.96	1.00	0.97	0.90	266	VERIFICATO
3 - 2	141.13	185	317	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	207	VERIFICATO
WTG08 -2	141.13	185	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
WTG08 -2'	282.26	630	710	25	2	0.25	1.0	2.0	0.96	0.86	0.97	0.90	512	VERIFICATO
2 - 1	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO
Esterno dx	282.26	630	710	25	3	0.25	1.0	2.0	0.96	0.78	0.97	0.90	464	VERIFICATO

Figura 29: Verifica portate Circuito 7

La rete di cavidotti MT si estende per circa 45.4 Km, i cavi verranno posati ad una profondità non inferiore a 100 cm, con un tegolo di protezione in prossimità dei giunti (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza variabile tra 50 e 100 cm.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi.

Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto:

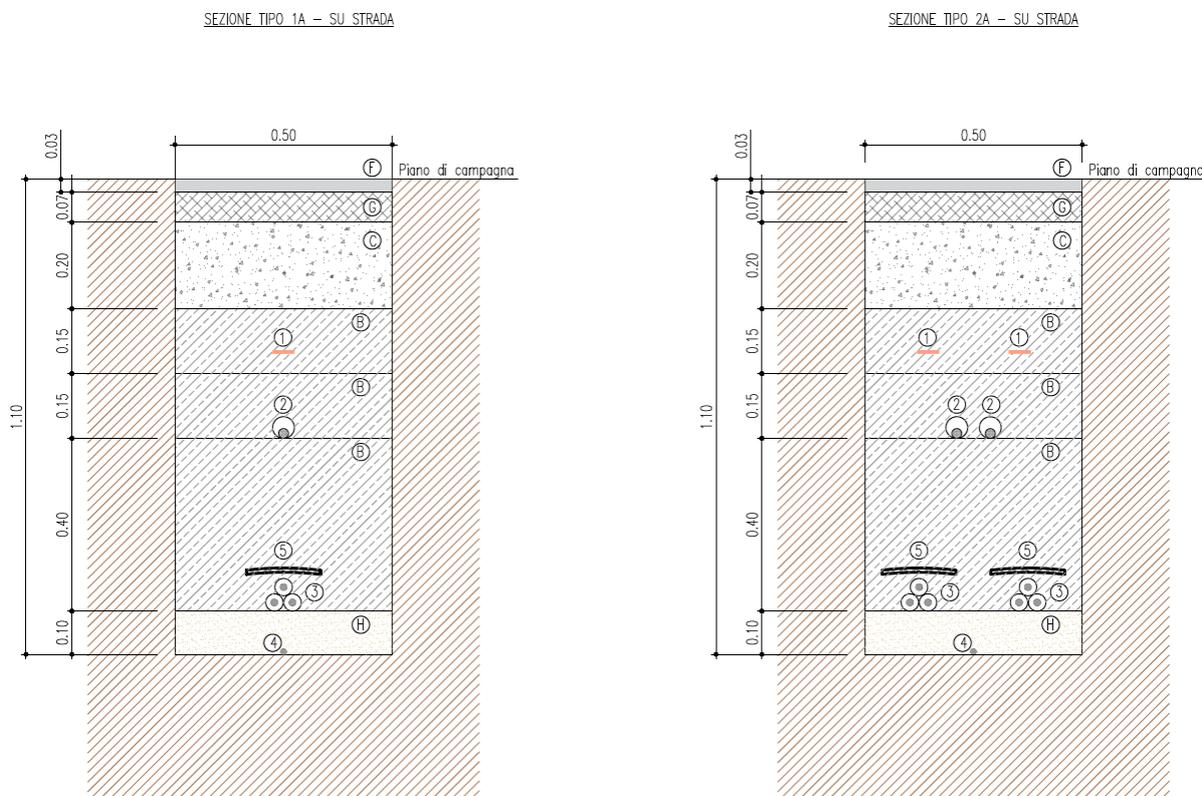
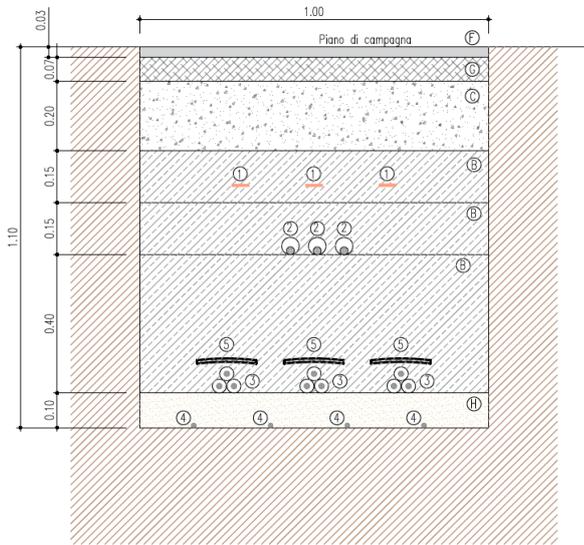


Figura 30: Tipologico cavidotto sez: 1A e 2A

SEZIONE TIPO 3A - SU STRADA



SEZIONE TIPO 4A - SU STRADA

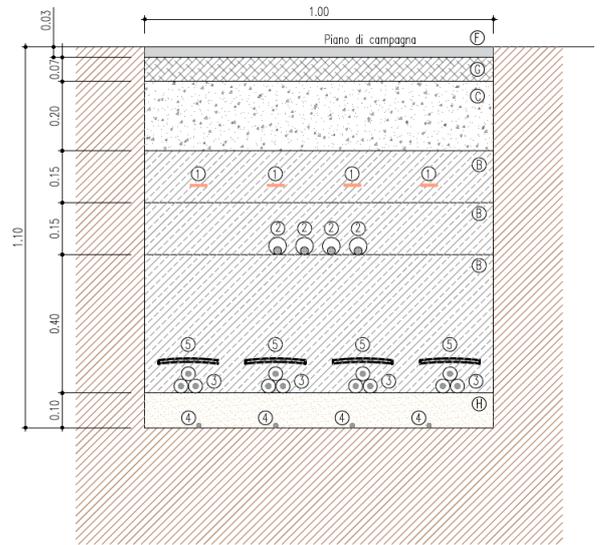
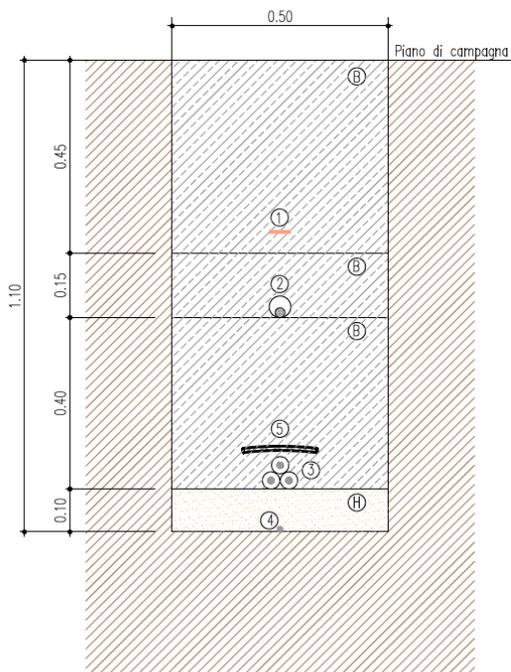


Figura 31: Tipologico cavidotto sez: 3A e 4A

SEZIONE TIPO 1B - SU TERRENO IN FREGIO ALLA VIABILITA'



SEZIONE TIPO 2B - SU TERRENO IN FREGIO ALLA VIABILITA'

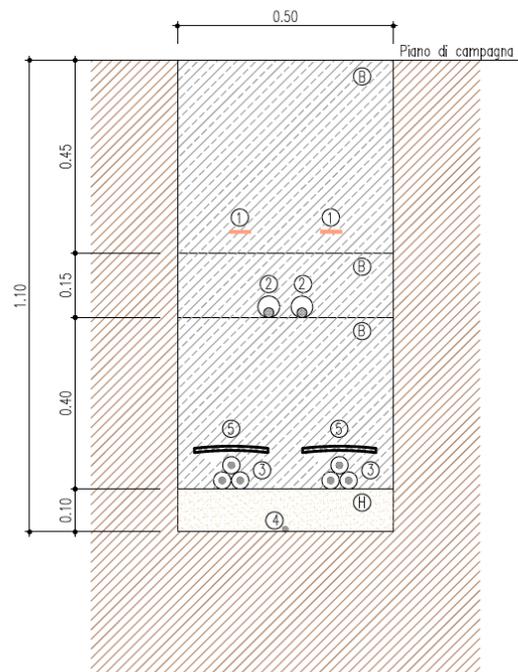


Figura 32: Tipologico cavidotto sez: 1B e 2B

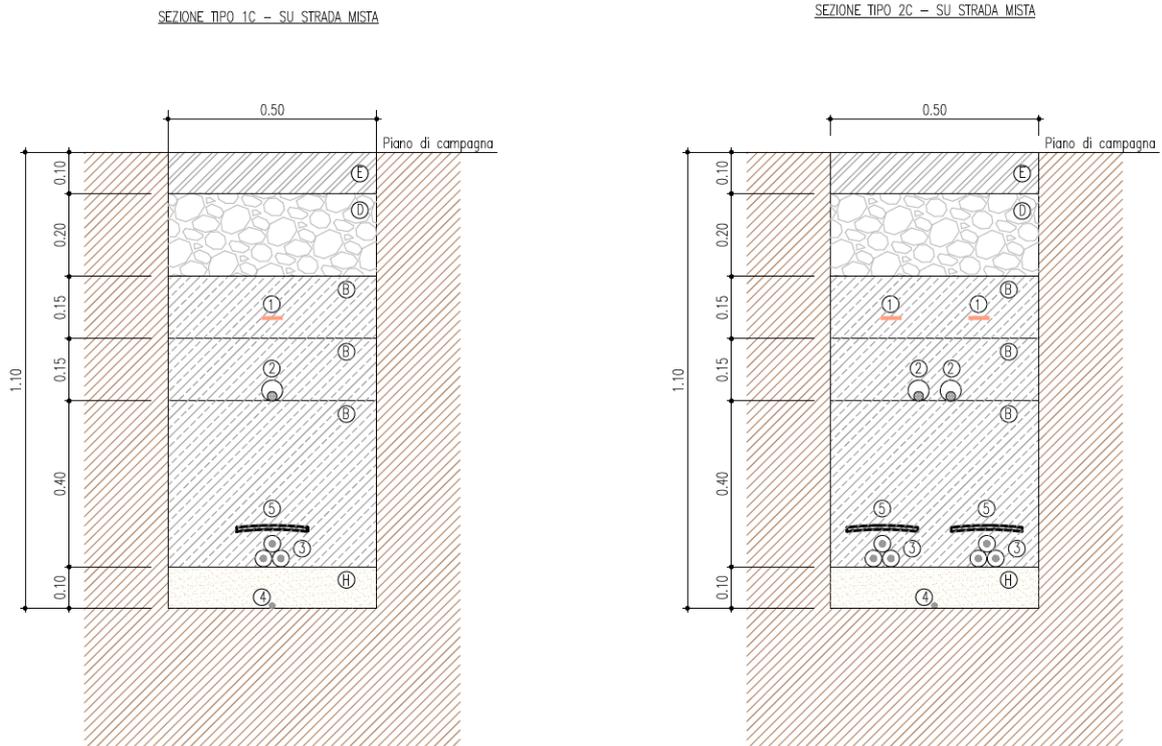


Figura 33: Tipologico cavidotto sez: 1C e 2C

LEGENDA	
(A) Beola in cls	(H) Sabbia \varnothing 0-3 mm
(B) Rinterro con terreno proveniente dagli scavi	(1) Nastro monitore
(C) Conglomerato cementizio C 15/25	(2) Fibra ottica in tubazione \varnothing 50
(D) Pietrisco \varnothing 70-120 mm	(3) Cavi MT
(E) Stabilizzato \varnothing 0-25 mm	(4) Cavo di terra
(F) Conglomerato bituminoso - Strato di base	(5) Tegolino di protezione
(G) Conglomerato bituminoso - Strato di collegamento (Bynder)	(6) Corrugato

5 Disponibilità aree ed individuazione delle interferenze

Accertamento in ordine alla disponibilità delle aree ed immobili interessati dall'intervento

Così come le infrastrutture lineari energetiche, il procedimento autorizzatorio di cui all'art. 12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi, comporta la dichiarazione di pubblica utilità degli interventi previsti a progetto, 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.pr. 327/2001. Ne consegue che le aree scelte per la realizzazione dell'impianto risultano disponibili a norma di legge.

Censimento delle interferenze e degli enti gestori

Le reti esistenti nell'area d'intervento che interferiscono con le opere di progetto sono di tipo viario: in particolare sono da annoverare diverse strade locali ed interpoderali, ed il reticolo idrografico. In questo caso l'Ente è Autorità di Bacino regionale della Sardegna.

Accertamento di eventuali interferenze con strutture esistenti

La viabilità all'interno del parco si presenta in condizioni variegate.

In particolare, alcune delle strade interne risultano essere idonee, in termini di pendenze e di raggi di curvatura, al transito dei mezzi che dovranno trasportare i componenti degli aerogeneratori durante la fase di installazione degli stessi. Altre strade, invece, non risultano esserlo, pertanto la prima interferenza con le strutture esistenti da annoverare è l'inadeguatezza di alcune strade al transito dei mezzi pesanti durante la fase di cantiere.

Inoltre, si evidenziano interferenze tra i cavidotti interrati ed il reticolo idrografico in corrispondenza dei tracciati stradali che portano verso la futura sottostazione; in tali situazioni è prevista la posa dei cavidotti mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), in seguito ad analisi idraulica è stata determinata una profondità di posa dei cavidotti in progetto pari a quella massima di escavazione più un franco di sicurezza di 1.00 m (cfr. Relazione idrologica e idraulica).

In corrispondenza dei viadotti, l'interferenza viene risolta mediante staffaggio, alternativamente si ricorre ad uno scavo approfondito, tali interferenze sono meglio rappresentate negli elaborati "Planimetria del tracciato dell'elettrodotto con indicazione delle DPI, delle interferenze e dei punti di campionamento ai sensi del d.p.r 120/17".

Per quanto riguarda l'interferenza tra le strade locali e le fasi di lavoro iniziali di installazione delle torri si rappresenta quanto segue.

Le strade giudicate non idonee al transito dei mezzi saranno oggetto di interventi di adeguamento per allargarne la sede stradale fino ad almeno 4.0 m, e nell'aumento del raggio di curvatura, il quale in nessun caso sarà inferiore a 70 metri.

La viabilità del parco prevede la progettazione di strade ex-novo, pertanto classificabili come nuovi interventi, che consentiranno l'accesso alle piazzole a servizio degli aerogeneratori.

6 Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto

Con riferimento agli aspetti riguardanti l'impatto acustico, gli effetti di shadow flickering e la rottura accidentale degli organi rotanti.

Livelli di Rumore dell'Aerogeneratore

In base alle valutazioni effettuate nello studio previsionale di impatto acustico, ipotizzando lo scenario di funzionamento più gravoso dal punto di vista delle emissioni di rumore del parco eolico "Monte Rosso" si evince che, in ossequio alla classificazione acustica dell'area interessata dal progetto, sia i limiti di emissione e quelli assoluti di immissione risultano sempre rispettati, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello notturno.

Relativamente ai limiti differenziali, di cui all'art. 2, comma 2 del più volte citato DPCM 1 marzo 1991, che in genere costituiscono la principale criticità per la compatibilità acustica di impianti di questo tipo, in base ai risultati dei rilievi effettuati e delle simulazioni **si riscontra o la non applicabilità degli stessi o il rispetto dei limiti nel caso contrario, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello di riferimento notturno per tutti i ricettori potenzialmente sensibili considerati nell'analisi.**

Per quanto concerne in particolare il limite differenziale è opportuno comunque effettuare le seguenti precisazioni:

- la caratterizzazione del clima acustico notturno ante operam è stata effettuata con una velocità del vento sempre inferiore a 5 m/s (la normativa prevede che, al fine di ottenere delle misure rappresentative, i rilievi debbano essere effettuati ad una velocità del vento inferiore ai 5 m/s), registrando livelli di rumore di fondo inferiori rispetto a quelli che si otterrebbero durante le condizioni di esercizio ipotizzate per l'impianto eolico in oggetto (velocità del vento al mozzo superiori a 9 m/s). Pertanto, i risultati che si sono ottenuti tutelano i ricettori sensibili anche alla luce di numerosi studi in materia, che evidenziano come all'aumentare della velocità del vento il rumore di fondo tende a mascherare completamente il livello di pressione sonora generato dal parco eolico;
- la normativa impone la verifica del rispetto dei limiti differenziali negli ambienti abitativi interni ma, tuttavia, per ragioni di accessibilità ai singoli edifici, i rilievi fonometrici sono stati condotti presso una postazione ritenuta rappresentativa del clima acustico dei singoli ricettori individuati. Pertanto, la verifica del criterio differenziale è stata effettuata utilizzando quale contributo sonoro dei soli aerogeneratori il valore restituito dal modello numerico di simulazione in prossimità della facciata degli edifici, ritenuto rappresentativo del valore misurato all'interno dell'edificio a finestre aperte. Tale approccio nell'applicazione del criterio differenziale è cautelativo per i ricettori sensibili, in quanto è plausibile ritenere che i valori così ottenuti siano sensibilmente più alti di quelli che si misurerebbero all'interno delle abitazioni a finestre aperte.
- le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori da impiegarsi nel parco eolico in esame consentono agli stessi di adeguare i livelli di pressione sonora emessi (a scapito di un decremento dell'efficienza e quindi della producibilità) nel caso di scenari di funzionamento critici (in corrispondenza di velocità del vento ad altezza mozzo maggiori di 9 m/s) riducendone così, anche sensibilmente, l'impatto acustico.

Inoltre, si è provveduto a valutare anche gli impatti cumulativi associati alla presenza degli aerogeneratori in esercizio nell'area vasta costituita dal buffer includente la posizione dei ricettori individuati. Tale valutazione ha confermato il rispetto di tutti i limiti normativi.

In definitiva, alla luce delle suddette considerazioni, è possibile concludere che, in fase di esercizio, anche nello scenario emissivo più gravoso, il parco eolico oggetto del presente studio sarà compatibile con il clima acustico dell'area interessata.

In ogni caso, al fine di tutelare ulteriormente i ricettori individuati e di convalidare i risultati stimati dalla presente valutazione di impatto acustico, si ritiene opportuno prevedere, in fase di avvio del parco eolico, un monitoraggio post operam dei livelli di rumore generati dall'impianto stesso in condizioni di reale operatività. Qualora, in fase di collaudo, le previsioni si rivelassero non corrispondenti alle ipotesi di progetto e quindi i limiti normativi non fossero rispettati, si provvederà ad attenuare i livelli sonori prodotti mediante opportune soluzioni di bonifica acustica al fine di rientrare nei limiti imposti.

Le valutazioni espresse mantengono validità finché permangono invariate sia le caratteristiche dell'impianto sorgente che le condizioni acustiche caratteristiche dell'area in esame.

Shadow flickering

L'analisi dell'impatto da shadow flickering prodotto da un parco eolico è realizzata, generalmente, attraverso l'impiego di specifici applicativi che modellano il fenomeno in esame. I pacchetti software impiegati per la progettazione di impianti eolici contengono moduli specifici per il calcolo e l'analisi del fenomeno di flickering.

Nello specifico è stato impiegato il modulo shadow flickering del software WindFarm 5.0.1.2 (ReSoft Limited©). Esso consente di analizzare la posizione del sole nell'arco di un anno allo scopo di identificare i tempi in cui ogni aerogeneratore può proiettare ombre sulle finestre delle abitazioni vicine. In particolare, il modello permette di:

- calcolare il potenziale per le ombre intermittenti alle finestre delle abitazioni;
- mostrare un calendario grafico degli eventi di flickering;
- mostrare un elenco dettagliato di ciascun evento di ombreggiamento (ora di inizio, di fine, durata del fenomeno, aerogeneratore/i coinvolti ecc.);
- creare mappe di impatto potenziale che mostrano le ore d'ombra intermittente per l'intero parco eolico o per le singole macchine (curve di isodurata) nell'arco dell'anno.

Al di là di una certa distanza, come già osservato, l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro apparente del disco solare diventa piccolo. Poiché non vi è un valore generalmente accettato per questa distanza massima, WindFarm permette di specificare il limite in metri o multipli del diametro della turbina o dell'altezza complessiva del generatore eolico.

Lo *shadow flickering* (ombreggiamento intermittente) avviene quando le pale dell'aerogeneratore oscurano i raggi del sole visti da uno specifico punto (es. una finestra di un edificio). L'impatto da ombra è nullo nelle giornate di sole quando la risorsa vento è assente, in questo caso, infatti, il movimento dell'ombra risulta lento ed impercettibile.

Al fine di verificare la presenza e l'intensità del fenomeno dello shadow flickering indotto dal parco eolico in progetto sono state effettuate una serie di simulazioni con software dedicato che hanno tenuto conto:

- della latitudine locale, allo scopo di considerare il corretto diagramma solare;

- della geometria effettiva delle macchine previste, ed in particolare dell'altezza complessiva di macchina, intesa come somma tra l'altezza del mozzo ed il raggio del rotore;
- dell'orientamento del rotore rispetto al ricettore;
- della posizione del sole e quindi della proiezione dell'ombra rispetto ai ricettori;
- dell'orografia locale, tramite un modello digitale del terreno (DTM);
- della posizione dei possibili ricettori (abitazioni), nonché degli aerogeneratori (layout di progetto).

Le simulazioni effettuate sono state condotte in condizioni conservative, assumendo il cielo completamente sgombro da nubi, foschia, ecc. e nessun ostacolo interposto tra i ricettori individuati e gli aerogeneratori previsti in progetto.

Il programma effettua il calcolo delle ore del giorno in cui si potrebbe avere l'effetto del flickering sul ricettore considerato, facendo la somma dei minuti in cui il fenomeno risulta presente. Effettua poi la somma teorica dei minuti di ciascun mese (worst case) che poi può essere ridotta in considerazione delle giornate soleggiate, dell'operatività effettiva dell'impianto eolico, della direzione del vento ecc... Inoltre, avendo calcolato geometricamente l'evoluzione delle ombre durante la giornata, è possibile identificare l'area in cui avviene il fenomeno dello shadow flickering per ciascun aerogeneratore.

La frequenza dello shadow flickering è correlata alla velocità di rotazione del rotore; le frequenze tipiche per le macchine considerate nel presente progetto sono dell'ordine di 0,55-0,75 Hz (corrispondenti a 11 - 15 rpm, circa un passaggio ogni 1,8-1,3 secondi). In termini di impatto sulla popolazione, tali frequenze sono innocue; basti pensare che le lampade stroboscopiche, largamente impiegate nelle discoteche, producono frequenze comprese tra 5 e 10 Hz.

La tabella seguente riassume i risultati dell'analisi eseguita secondo la metodologia di calcolo descritta nelle sezioni precedenti.

Tabella 10: risultati del calcolo

Ricettore	giorni/anno	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
		ore/anno	minuti/giorno	ore/anno	minuti /giorno	
R01	56	22,2	23,8	3,8	4,0	A04
R20	211	143	40,7	24,2	6,9	A03
R03	93	55,9	36,1	9,5	6,1	A03
R04	231	182,5	47,4	30,9	8,0	A03
R05	169	95,1	33,8	16,1	5,7	A04/D10
R06	125	69,3	33,3	11,8	5,6	A03/D10
R07	0	0	0,0	0,0	0,0	A04
R08	70	54,6	46,8	9,3	7,9	A04
R09	82	33,6	24,6	5,7	4,2	A03
R10	170	147,8	52,2	25,1	8,8	A04

Nello specifico, la tabella precedente riporta il numero di giorni e di ore in cui è fisicamente possibile che il fenomeno si presenti (caso peggiore) e il valore realistico atteso di ore nell'arco dell'anno in cui il fenomeno potrebbe presentarsi. A tal proposito è importante sottolineare che anche il caso realistico, valutato tenendo conto dell'eliofania locale nonché delle ore di funzionamento dell'impianto (rotore in rotazione), rappresenta comunque un valore cautelativo in quanto nella stima non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al fatto che il piano di rotazione delle pale non sempre risulta ortogonale alla direttrice sole-ricettore e all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole ed il

singolo ricettore analizzato. In aggiunta, sempre per un'ipotesi a vantaggio di sicurezza, non si è tenuto conto della stagionalità del fenomeno.

Dalle analisi svolte si evince che, dei ricettori considerati nel buffer di 1700 m dagli aerogeneratori, solo un fabbricato, classificato come abitazione (**R04**), risulta essere soggetto al fenomeno per un numero di ore pari al limite considerato di 30 ore/anno. Inoltre, è da tener presente come **nessuna** abitazione risulta soggetta ad una durata superiore a 30 minuti al giorno.

Essendo che il fabbricato etichettato come R04 risulta essere soggetto al fenomeno dello shadow flickering per un numero di ore pari al limite considerato, è opportuno fare alcune considerazioni.

Tale ricettore, accatastato come A03, presenta un'esposizione al fenomeno pari a 30,90 ore/anno. È opportuno ribadire come anche nel 'real case', a valle di tutte le considerazioni effettuate, siamo ancora in presenza di valori cautelativi, che tendono a sovrastimare il reale numero di ore in cui materialmente si presenta il fenomeno. Inoltre, a causa della natura dello stesso, è molto probabile che il fenomeno si presenti in corrispondenze delle prime ore del mattino e del tramonto. In queste fasi della giornata, dove il sole è prossimo alla linea dell'orizzonte le ombre risultano essere flebili e allungate, di conseguenza il fenomeno, seppur presente, avrebbe impatti ridotti. Qualora si dovesse ritenere opportuno intervenire al fine di mitigare il fenomeno, si possono ipotizzare delle misure di mitigazione. Nel caso specifico, la misura migliore consiste nella piantumazione di specie arboree/arbustive ad accrescimento rapido, compatibili con il contesto in cui si inserisce il progetto, da posizionarsi tra l'aerogeneratore maggiormente impattante e il fabbricato. Naturalmente, qualora si ritenga opportuno, tali misure verranno implementate di comune accordo con il proprietario.

Rottura accidentale degli organi rotanti

Si riportano gli effetti dello studio per la casistica peggiore, ovvero il distacco di un frammento di pala della lunghezza di 5 m.

I parametri fisici e geometrici che sia assumeranno saranno i seguenti:

- **M**= 463 kg in relazioni alle caratteristiche geometriche della pala, come frazione del suo peso complessivo
- Altezza mozzo **H_{hub}**= 165 m, diametro rotore 170 m, lunghezza pala 83.5 m, lunghezza frammento 5 m, velocità di rotazione 10.6 g/min (velocità massima consentita per il tipo di aerogeneratore).
- La posizione del baricentro del frammento a 1/2 della sua lunghezza.
- **C_d** = 1, sulla base di dati riportati in letteratura
- **A** = superficie efficace che la pala oppone alla resistenza generata dall'aria, si assume pari a 10 mq sulla base delle caratteristiche geometriche della pala e del frammento e del moto rotazionale complesso a cui il frammento è sottoposto.
- Si è proceduto per tentativi al fine di definire l'angolo α_0 a cui avviene il distacco. Nel caso in esame il risultato è stato $\alpha_0 = 10^\circ$.
- In considerazione del fatto che il terreno nell'intorno degli aerogeneratori di progetto è pressoché pianeggiante si è fatta l'ulteriore ipotesi che la Q s.l.m. (Quota sul livello del mare del punto di caduta sia la stessa della base della torre). Q s.l.m. = 331 m, altezza media del terreno sul livello del mare nel punto di installazione degli aerogeneratori.
- Si è considerata la velocità massima del vento di 25 m/s a cui funziona l'aerogeneratore. Oltre questa velocità le pale vanno in stallo e non ruotano. La velocità del vento

determina una componente del moto che è perpendicolare al piano di rotazione del rotore.

- Densità dell'aria $\rho = 0.898$, pari alla densità dell'aria con temperatura di 40°C alla quota di 200 m s.l.m. (valori limite che determina la condizione più sfavorevole nel calcolo).

Il valore della gittata massima ottenuto dal calcolo è $G_{Max} = 293.99$ m con tempo di permanenza in volo di 10.87 secondi circa; dunque, si ha un valore inferiore ai 300 m. Nel grafico la traiettoria del moto che, ricordiamo, avviene nello spazio XYZ.

Traiettoria con gittata massima - Frammento L=5 m

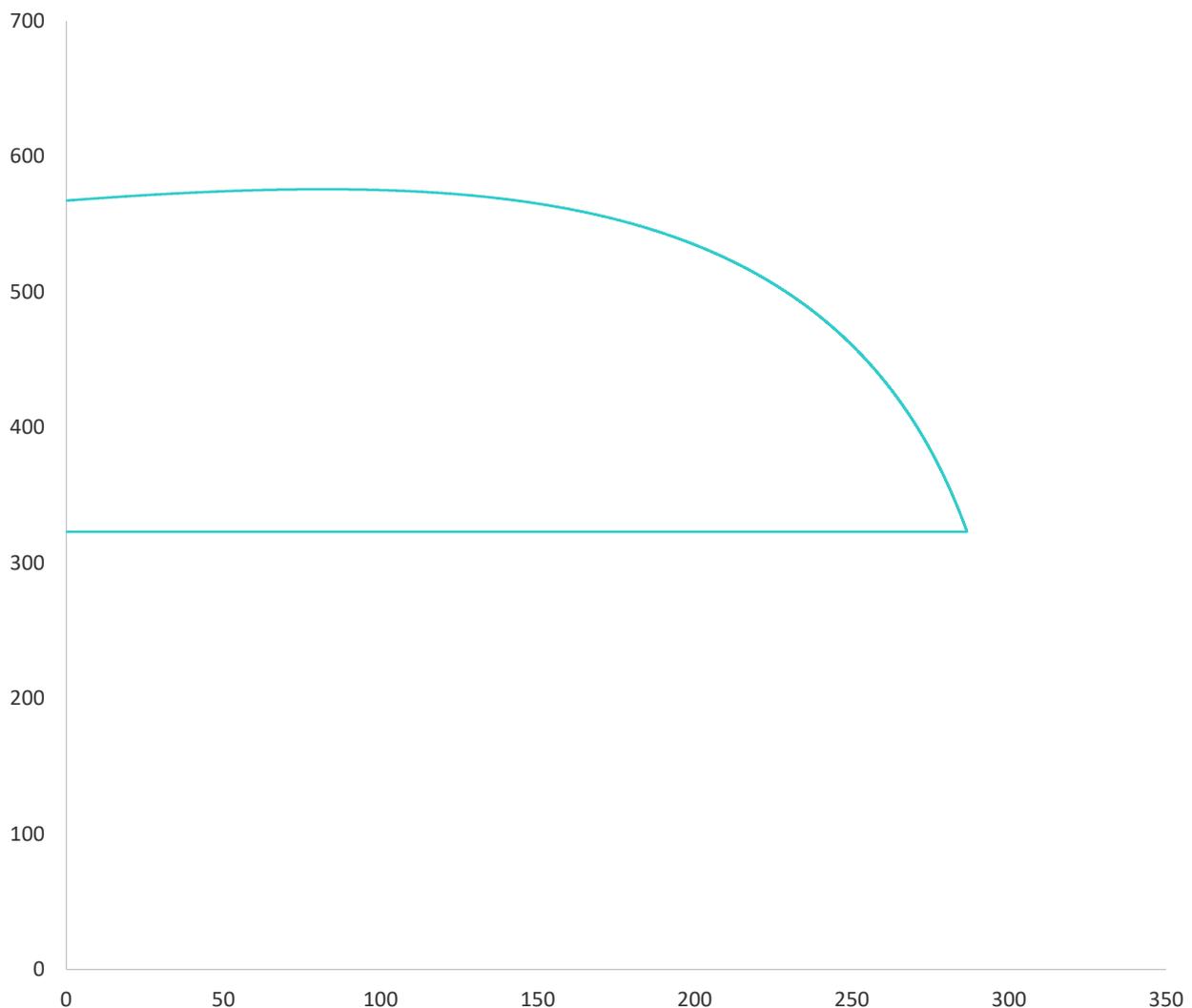


Figura 34: Traiettoria con gittata massima – frammento L=5m

7 Esito delle valutazioni delle criticità ambientali

Analisi degli aspetti riguardanti il paesaggio, l'ambiente, gli immobili di interesse storico e sintesi degli interventi di mitigazione e compensazione ambientale

	Significance	Layout
POSITIVE	Molto alta	
	Alta	- 05.3 - Atmosfera - Esercizio - Emissioni di gas serra
	Moderata	- 01.5 - Popolazione e salute umana - Esercizio - Effetti sulla salute pubblica - 04.5 - Acque - Esercizio - Consumo di risorsa idrica ed alterazione della qualità delle acque
	Bassa	- 01.2 - Popolazione e salute umana – Cantiere/dismissione - Impatto sull'occupazione - 01.4 - Popolazione e salute umana - Esercizio - Impatto sull'occupazione
	Nessun impatto	
NEGATIVE	Bassa	- 01.1 - Popolazione e salute umana - Cantiere/dismissione - Disturbo alla viabilità - 01.3 - Popolazione e salute umana - Cantiere/dismissione - Effetti sulla salute pubblica - 02.3 - Biodiversità - Cantiere/dismissione - Disturbo alla fauna - 02.5 - Biodiversità - Esercizio - Disturbo alla fauna - 02.6 - Biodiversità - Esercizio - Mortalità per collisioni dell'avifauna - 02.7 - Biodiversità - Esercizio - Mortalità per collisioni dei chiroterteri - 02.8 - Biodiversità - Esercizio - Incidenza sui siti Rete Natura 2000 limitrofi - 03.1 - Suolo ed uso del suolo - Cantiere/dismissione - Alterazione della qualità dei suoli - 03.2 - Suolo ed uso del suolo - Cantiere/dismissione - Limitazione/perdita d'uso del suolo - 03.3 - Suolo ed uso del suolo - Esercizio - Limitazione/perdita d'uso del suolo e frammentazione - 04.1 - Geologia - Cantiere - Rischio di instabilità dei profili delle opere e dei rilevati - 04.2 - Acque - Cantiere/dismissione - Alterazione della qualità delle acque superficiali e sotterranee - 04.3 - Acque - Cantiere/dismissione - Consumo di risorsa idrica - 04.4 - Acque - Esercizio - Alterazione del drenaggio superficiale - 05.2 - Atmosfera - Cantiere/dismissione - Emissioni di gas serra da traffico veicolare - 06.1 - Sistema paesaggistico - Cantiere/dismissione - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio - 07.1 - Rumore - Cantiere/dismissione - Disturbo alla popolazione - 07.2 - Vibrazioni - Cantiere/dismissione - Disturbo alla fauna - 07.3 - Radiazioni ottiche - Cantiere/dismissione - Inquinamento luminoso - 07.4 - Rumore - Esercizio - Disturbo alla popolazione - 07.5 - Radiazioni ottiche - Esercizio - Inquinamento luminoso - 07.6 - Campi elettromagnetici - Effetti sulla salute pubblica
	Moderata	- 02.1 - Biodiversità - Cantiere/dismissione - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.2 - Biodiversità - Cantiere/dismissione - Alterazione di habitat - 02.4 - Biodiversità - Esercizio - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 05.1 - Atmosfera - Cantiere/dismissione - Emissioni di polvere

		- 06.2 - Sistema paesaggistico - Esercizio - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio
	Alta	
	Molto alta	

La matrice evidenzia che le pressioni negative generate dall'impianto eolico sulle principali componenti ambientali si attestano su un livello di significatività "moderato" soltanto sulle componenti: biodiversità, atmosfera e sistema paesaggio.

La fase di dismissione dell'impianto, finalizzata al ripristino dello stato dei luoghi nelle condizioni ante operam, non è stata considerata poiché presenta sostanzialmente gli stessi impatti legati alla fase di cantiere.

Percezione visiva e paesaggio

L'installazione di un parco eolico all'interno di una zona naturale più o meno antropizzata richiede analisi sulla qualità e soprattutto, sulla vulnerabilità degli elementi che costituiscono il paesaggio di fronte all'attuazione del progetto.

L'analisi dell'impatto visivo del futuro parco costituisce un aspetto di particolare importanza all'interno dello studio paesaggistico a partire dalla qualità dell'ambiente e dalla fragilità intrinseca del paesaggio.

Allo stesso modo, l'analisi della percezione visiva del progetto ha tenuto conto dell'equilibrio proprio del paesaggio in cui si colloca il parco eolico e delle possibili alterazioni del panorama in relazione ai diversi ambiti visivi.

Una ulteriore fonte di informazioni per la corretta definizione delle caratteristiche paesaggistiche è la Carta della Naturalità che rappresenta aree che per il carattere intrinseco della naturalità risultano omogenee indipendentemente dal fatto che le biocenosi, l'assetto dei sistemi territoriale, l'uso del suolo siano differenti.

L'attribuzione ai vari livelli di naturalità dei vari contesti territoriali e degli habitat in essi presenti è stata effettuata valutando le alterazioni esistenti in termini floristici e strutturali della vegetazione attuale rispetto a quella potenziale.

L'impatto sulla componente paesaggio durante la fase di esercizio è senza dubbio un elemento di notevole contrasto nell'ambito di una valutazione tra il giudizio positivo e quello negativo: l'argomento è tuttora dibattuto dall'opinione pubblica interessata dalla presenza di wind farms e pare non realistico trovare una soluzione condivisa da tutti circa l'accettabilità della modificazione paesaggistica legata alla presenza di un parco eolico.

In letteratura esistono molte organizzazioni planimetriche che hanno il potenziale per ridurre gli impatti sul paesaggio. Gipe (2002) suggerisce che una collocazione corrispondente alle caratteristiche del paesaggio esistente – per esempio, a riflettere le linee di crinale in un ambiente collinare, o a scacchiera in un territorio piano – contribuisce alla "leggibilità" degli impianti, con impatti più positivi ed accettabili.

Secondo Stanton (1996), collocare le apparecchiature eoliche lontano dai crinali non ne riduce l'impatto, e compromette la correlazione fra paesaggio e funzioni delle stesse: *"è un problema di onestà, rappresentare una forma in correlazione diretta alla sua funzione e alla nostra cultura"*.

Al fine di procedere ad una stima corretta della percezione visiva del parco eolico in progetto sono stati effettuati dei fotoinserimenti. In tal modo è possibile comprendere come il paesaggio possa modificarsi all'interno di uno scenario naturale essenzialmente costituito da campi coltivati a seminativi, intercalati da piccole zone in cui è presente vegetazione arborea ed arbustiva.

Si riportano di seguito i fotorenderings rappresentativi dell'area oggetto di intervento:

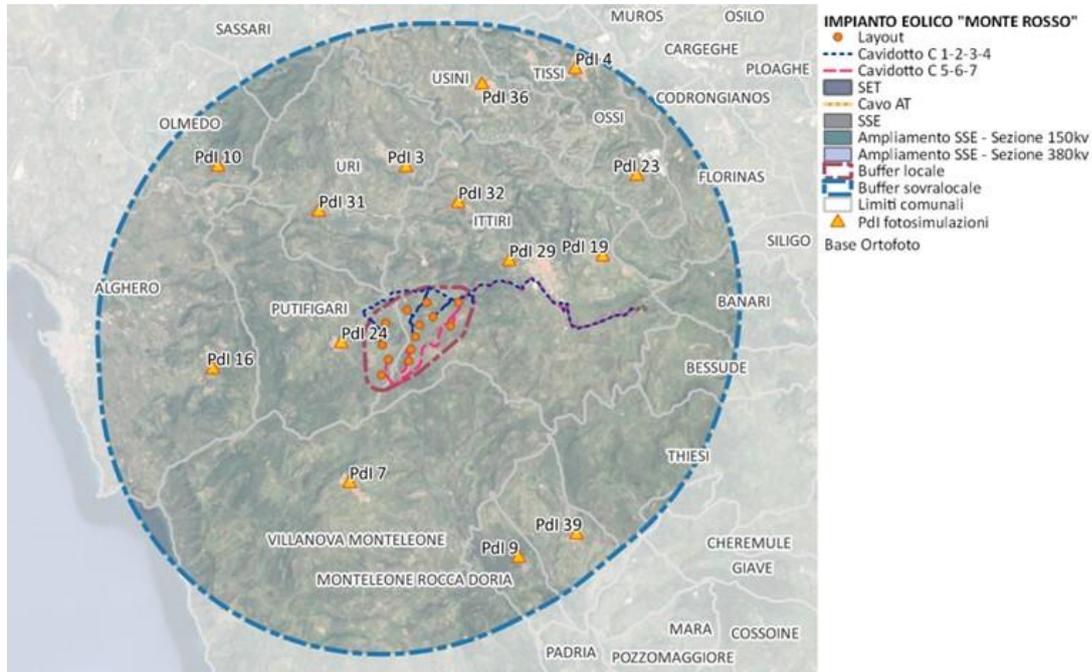


Figura 35: Mappa con localizzazione dei punti di ripresa fotografica

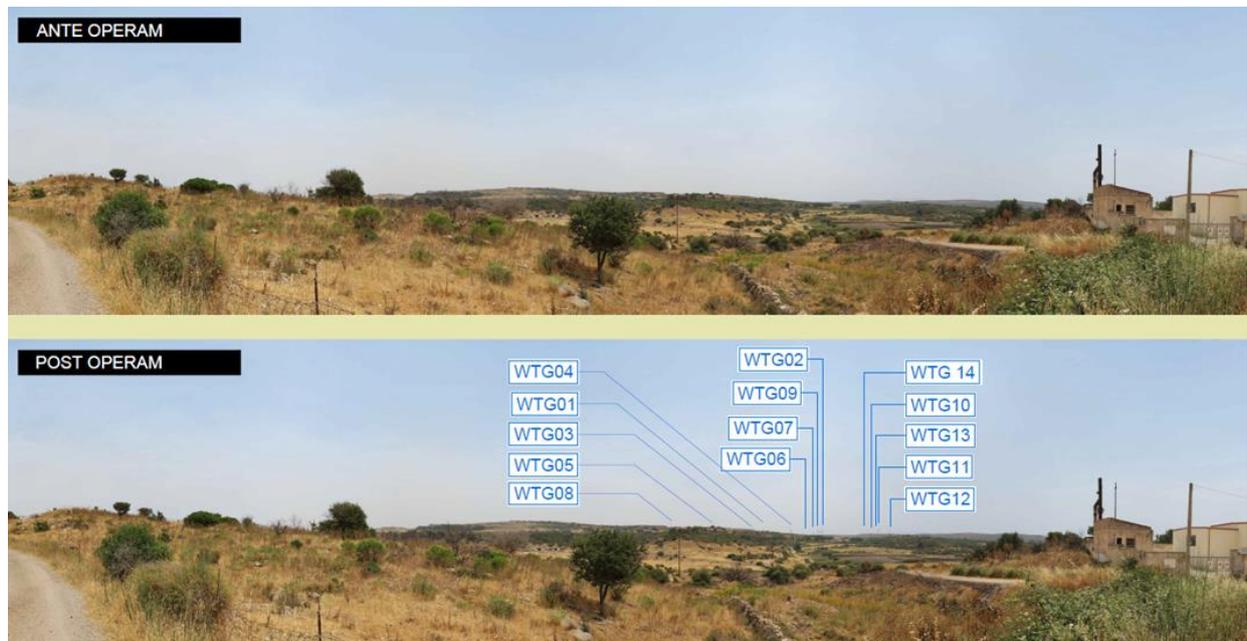


Figura 36: Pdi 4 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam



Figura 37: Pdl 5 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam



Figura 38: Pdl 7 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

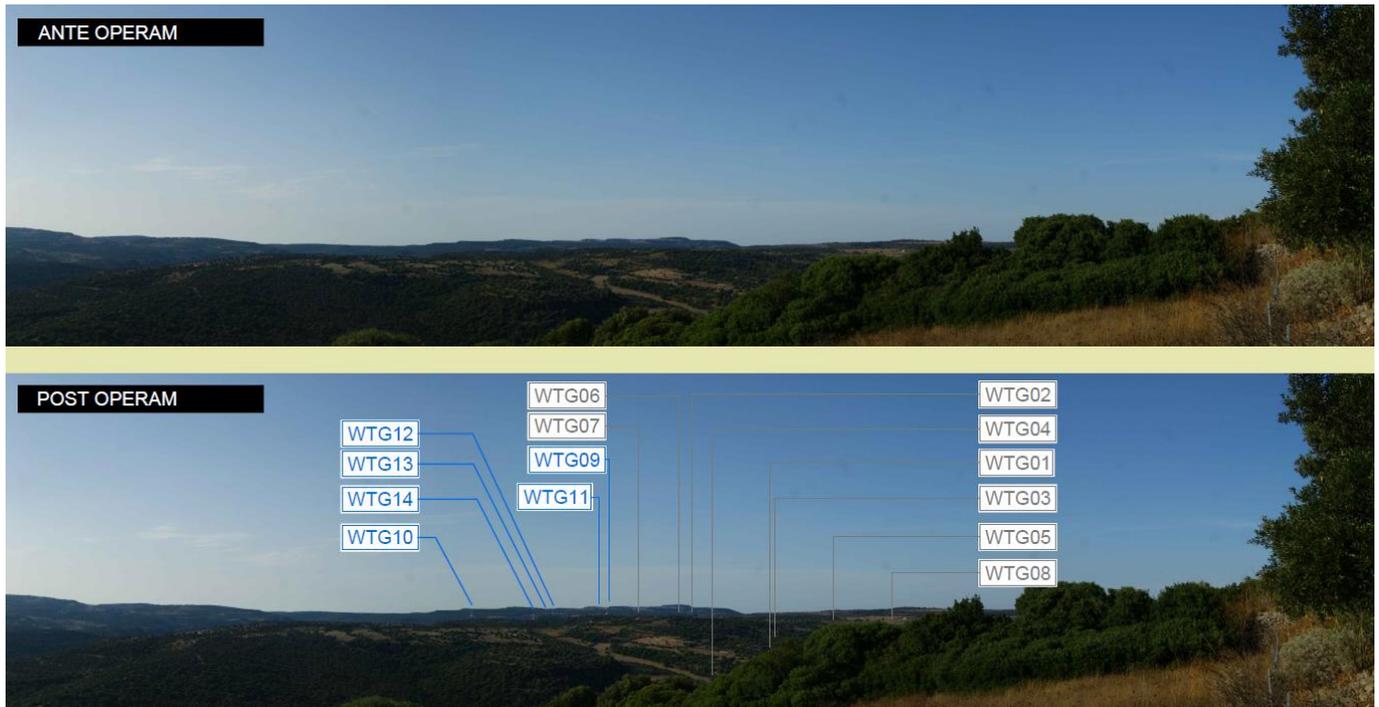


Figura 39: Pdl 9 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

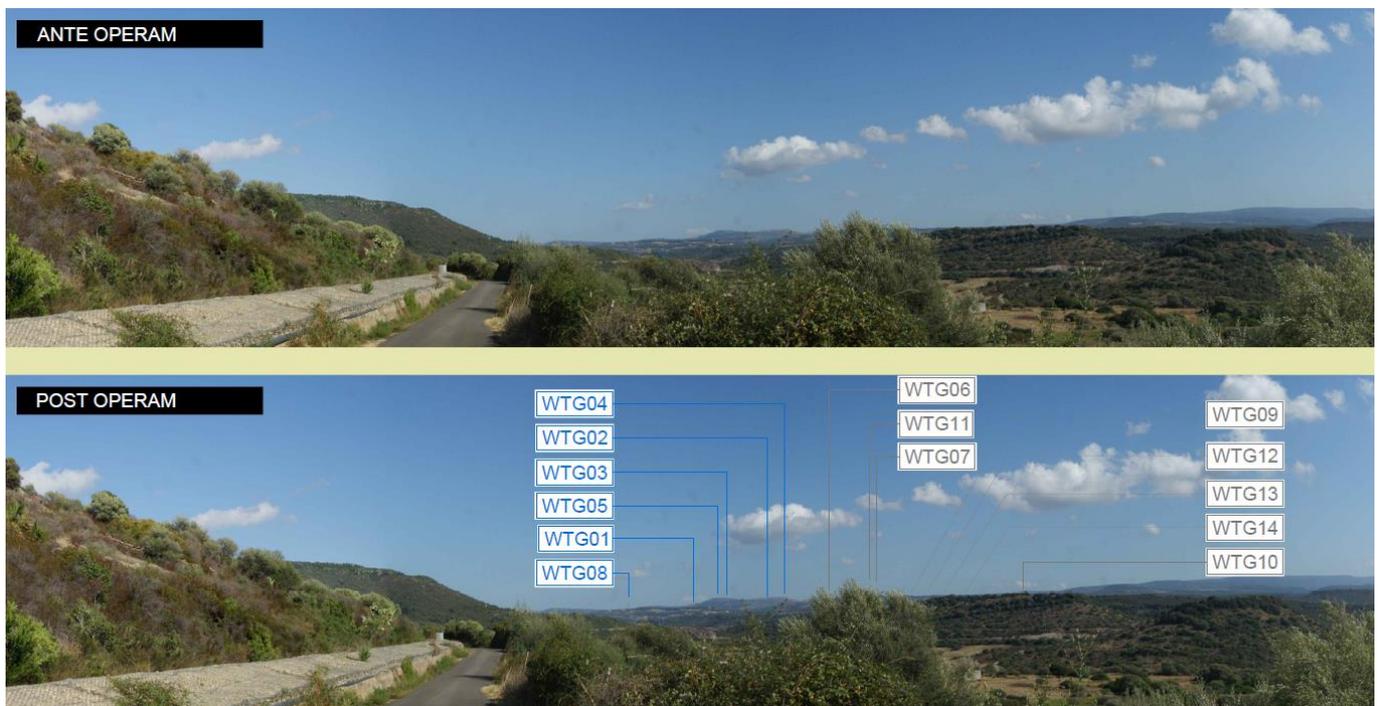


Figura 40: Pdl 10 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

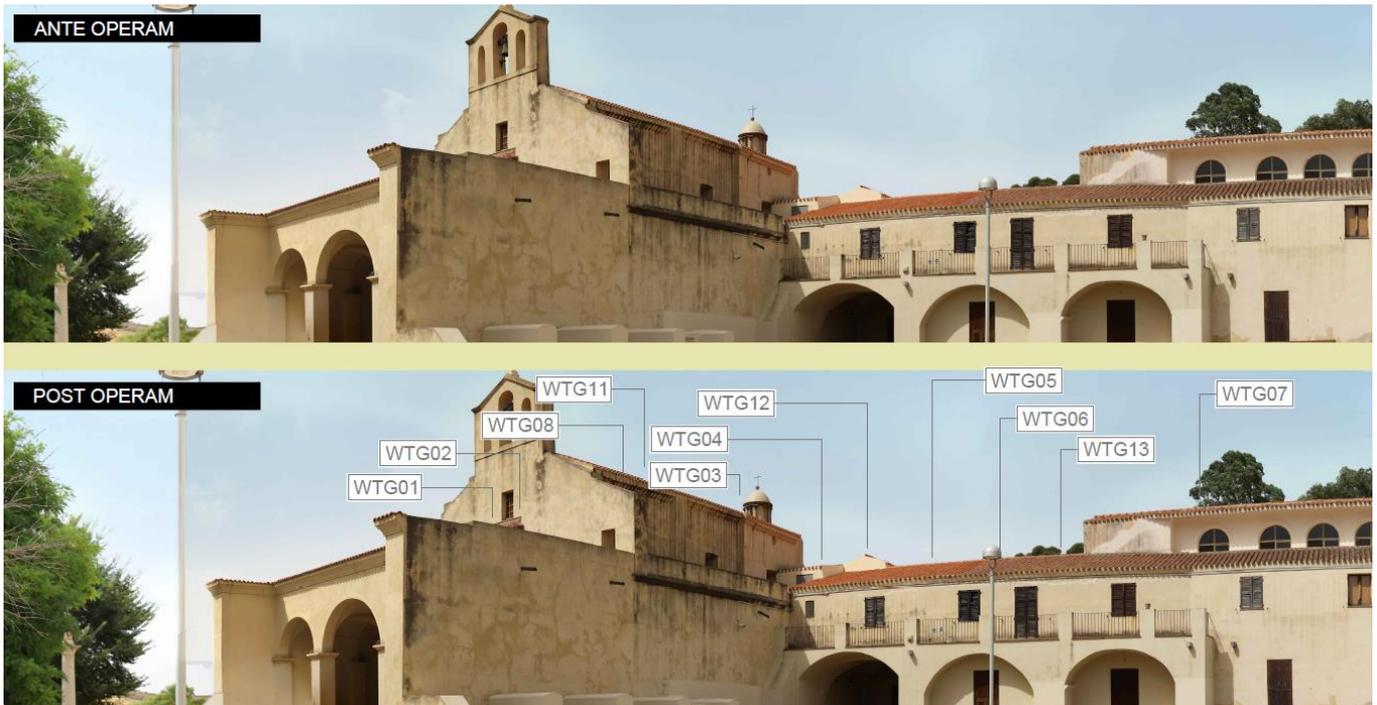


Figura 41: Pdl 16 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

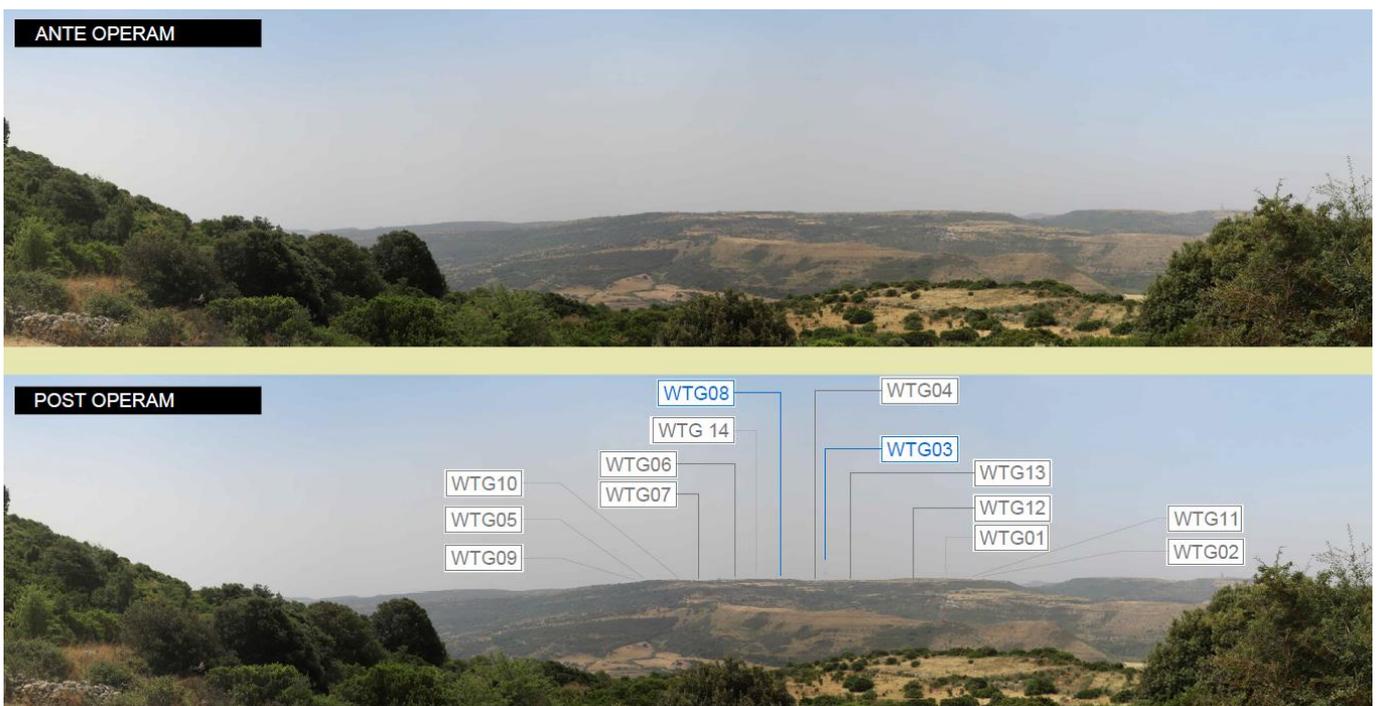


Figura 42: Pdl 23 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam



Figura 43: Pdl 36 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam



Figura 44: Pdl 32 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

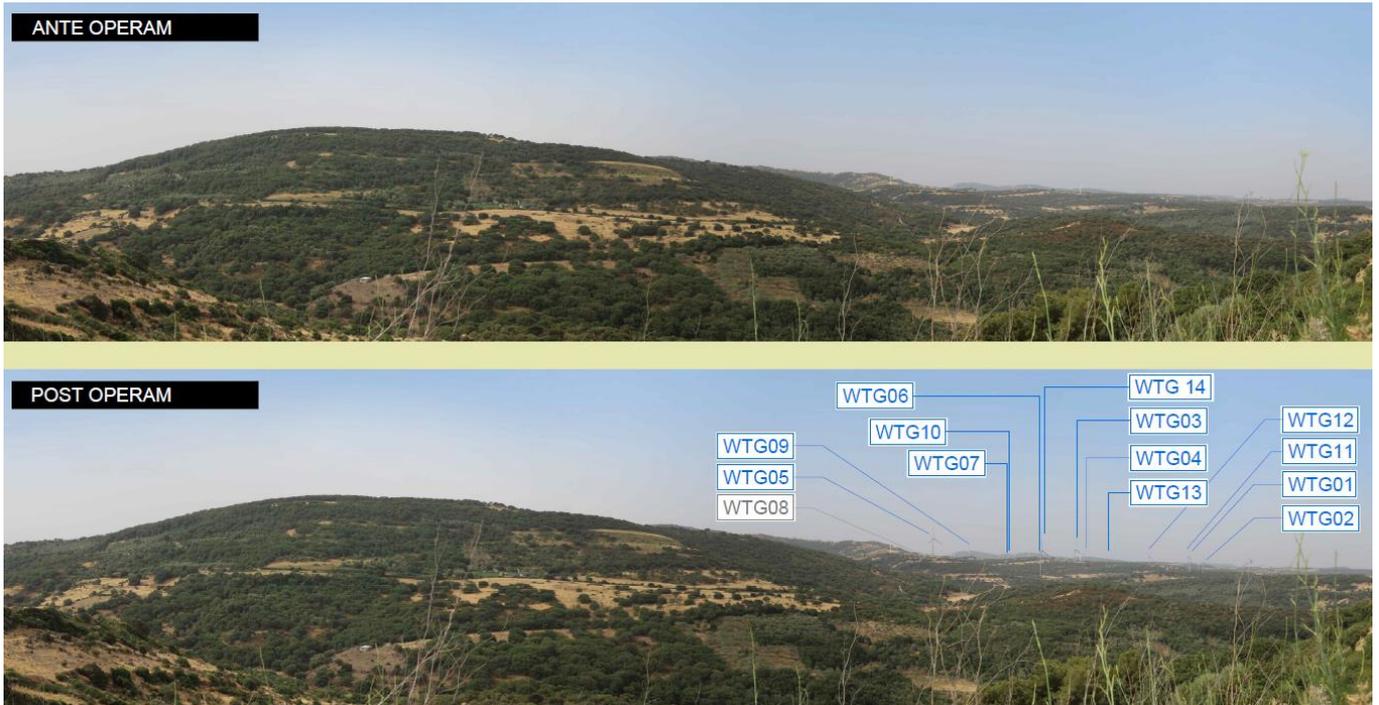


Figura 45: Pdl 29 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

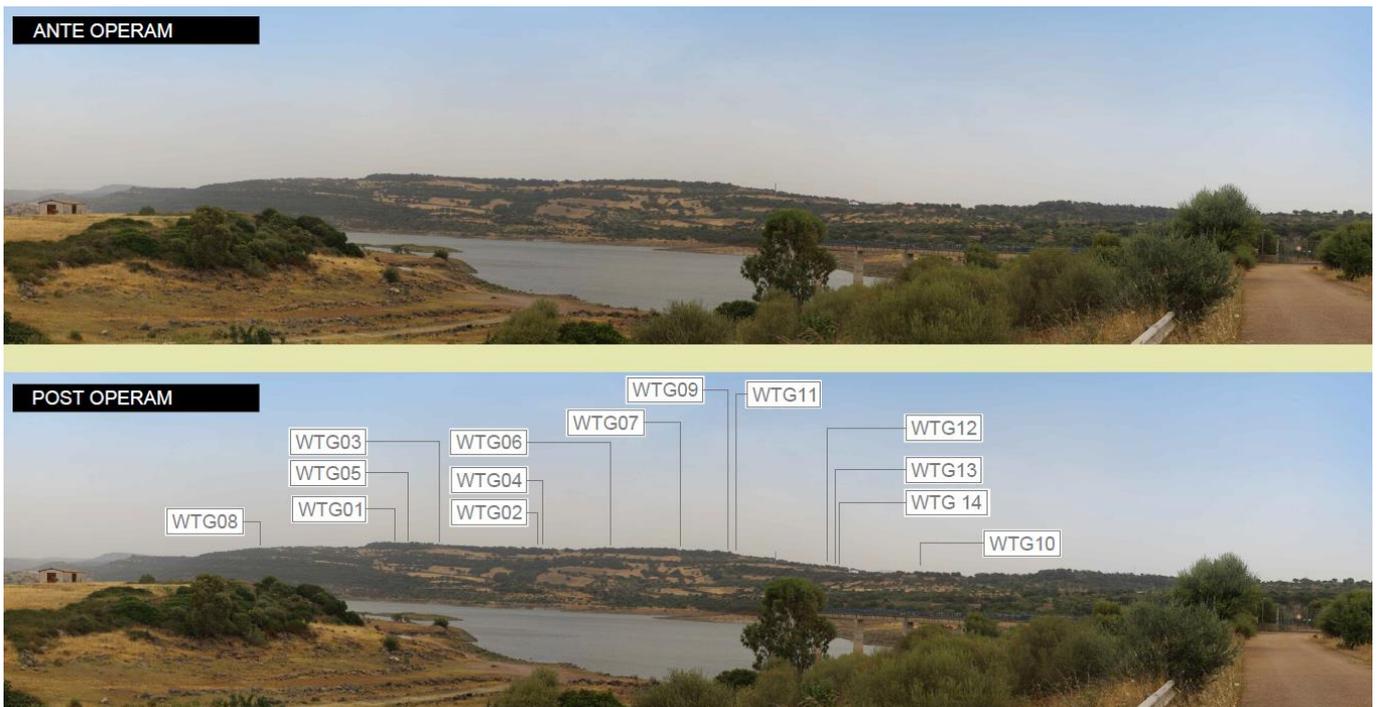


Figura 46: Pdl 31 panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

I colori tenui con i quali verranno realizzate le macchine, sullo sfondo del cielo, tendono a sfumarne l'esile sagoma.

L'analisi della visibilità a larga scala è stata effettuata attraverso l'utilizzo delle mappe di intervisibilità che, sulla base dell'orografia, caratterizzano il territorio limitrofo al parco classificandolo in base al numero di aerogeneratori visibili da ciascun punto del territorio stesso. La mappa è stata generata considerando anche la parziale visibilità delle torri.

Conclusioni sull'analisi percettiva dell'impianto eolico di progetto

Le valutazioni proposte evidenziano che **l'introduzione dell'impianto eolico di progetto nel contesto paesaggistico di riferimento determina un incremento poco significativo e del tutto accettabile dei valori visuali e percettivi attribuibili agli impianti da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in istruttoria tecnica.**

La presenza di altri impianti da fonti rinnovabili nell'area sovralocale è certamente favorevole dal punto di vista dell'impatto paesaggistico prodotto dal progetto proposto che, se ubicato in un contesto privo di altri aerogeneratori, sarebbe caratterizzato da un indice di visibilità e percepibilità (VI) di 2.27 (a fronte del 2.09 calcolato considerando gli effetti cumulativi).

Le opere in progetto si possono ritenere compatibili con beni ed aree sensibili dal punto di vista paesaggistico e coerenti con gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale, evidenziando inoltre quanto segue:

- Il D. lgs. 387/2003, art. 7 consente espressamente, al di là di quanto previsto dai singoli strumenti urbanistici comunali, la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in area agricola;
- Le scelte progettuali si sono orientate verso soluzioni localizzative e tecniche atte a minimizzare le interferenze e gli impatti nei confronti degli elementi peculiari ed identitari del territorio di riferimento;
- Il progetto ha previsto l'adozione di tutte le misure di mitigazione previste dal D.M. 10/09/2010 per il corretto inserimento nel paesaggio degli impianti eolici.

Gli interventi di ripristino delle aree temporaneamente occupate in fase di cantiere e le misure di compensazione dell'inevitabile e residuo consumo di suolo, inoltre, sono finalizzati al potenziamento dei corridoi ecologici attualmente piuttosto frammentati nell'area vasta e, in generale, alla mitigazione ed eventualmente alla riduzione della frammentazione territoriale e delle aree naturali.

Per quanto sopra è possibile concludere che la proposta progettuale, coerentemente con quanto sottolineato anche da recente giurisprudenza in materia (es. C.d.S. n. 02983/2021), grazie al contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera, concorre non solo alla salvaguardia degli interessi ambientali ma, sia pure indirettamente, anche a quella dei valori paesaggistici.

Emissioni sonore

In base alle valutazioni effettuate nel presente studio previsionale di impatto acustico, ipotizzando lo scenario di funzionamento più gravoso dal punto di vista delle emissioni di rumore del parco eolico "Taverna del Principe" si evince che i limiti assoluti di immissione di cui all'art. 6 dpcm 1.03.1991, validi per "Tutto il territorio nazionale", risultano sempre rispettati, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello notturno.

Relativamente ai limiti differenziali, di cui all'art. 2, comma 2 del citato dpcm, che in genere costituiscono la principale criticità per la compatibilità acustica di impianti di questo tipo, si riscontra anche per essi, il rispetto sia per il periodo di riferimento diurno che per quello di riferimento notturno per tutti i ricettori potenzialmente sensibili considerati nell'analisi.

- le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori da impiegarsi nel parco eolico in esame consentono agli stessi di adeguare i livelli di pressione sonora emessi (a scapito di un decremento dell'efficienza e quindi della producibilità) nel caso di scenari di funzionamento critici (in corrispondenza di velocità del vento ad altezza mozzo maggiori di 9 m/s) riducendone così, anche sensibilmente, l'impatto acustico.

Alla luce delle suddette considerazioni, è possibile concludere che, in fase di esercizio, anche nello scenario emissivo più gravoso, il parco eolico oggetto del presente studio sarà compatibile con il clima acustico dell'area interessata.

In ogni caso, al fine di tutelare ulteriormente i ricettori individuati e di convalidare i risultati stimati dalla presente valutazione di impatto acustico, si ritiene opportuno prevedere, in fase di avvio del parco eolico, un monitoraggio post operam dei livelli di rumore generati dall'impianto stesso in condizioni di reale operatività. Qualora, in fase di collaudo, le previsioni si rivelassero non corrispondenti alle ipotesi di progetto e quindi i limiti normativi non fossero rispettati, si provvederà ad attenuare i livelli sonori prodotti mediante opportune soluzioni di bonifica acustica al fine di rientrare nei limiti imposti.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato "Studio previsionale di impatto acustico".

Vibrazioni

Non si rilevano impatti significativi legati alla componente vibrazioni.

Gestione dei reflui

La maggior parte della viabilità di servizio e le piazzole su cui sorgeranno le turbine verranno realizzate senza ricorrere a pavimentazioni impermeabili, questo consentirà di non provocare variazioni sensibili al coefficiente di infiltrazione delle precipitazioni, non perturbando le dinamiche di ricarica delle falde acquifere.

I reflui prodotti in fase di cantiere per servizi igienici sono trattati con l'ausilio di autospurgo, in conformità alle vigenti norme, rendendo pressoché nulla la possibilità che si verifichino sversamenti nell'ambiente circostante.

Gli impatti sulla componente suolo sono essenzialmente legati alle operazioni di movimento materie per la realizzazione delle strade di servizio, delle piazzole e dei cavidotti per la connessione alla rete. In base a quanto emerge dagli elaborati progettuali, nell'ambito delle lavorazioni in esame, non si realizzano scavi o riporti tali da compromettere la componente suolo e sottosuolo.

La realizzazione del parco eolico, al netto dei volumi di terreno da riutilizzare in sito, prevede una certa quantità di terreno in esubero da gestire all'interno; nella tabella seguente è riportato il dettaglio degli esuberi.

Tabella 11: Riepilogo movimenti materia opere civili

	CER	Scavo [m ³]	Riporto altri scavi [m ³]	Volume di terreno da gestire a fine lavori [m ³]
ROAD WTG01	CER 17.05.04	25701	55646	144379
ROAD WTG02	CER 17.05.04			
ROAD WTG03	CER 17.05.04			
ROAD WTG04	CER 17.05.04			
ROAD WTG05	CER 17.05.04			
ROAD WTG06	CER 17.05.04			
ROAD WTG07	CER 17.05.04			
ROAD WTG08	CER 17.05.04			
ROAD WTG09	CER 17.05.04			
ROAD WTG10	CER 17.05.04			
ROAD WTG11	CER 17.05.04			
ROAD WTG12	CER 17.05.04			
ROAD WTG13	CER 17.05.04			
ROAD WTG14	CER 17.05.04			
BYPASS	CER 17.05.04			
AREA CANTIERE 1	CER 17.05.04			
AREA CANTIERE 2	CER 17.05.04			
Scavo terreno (rifiuto) pali di fondazione (mc)	CER 17.05.07		0	
Esubero terreno cavidotti (mc)	CER 17.05.04		3543	
Esubero terreno plinti di fondazione	CER 17.05.04		12320	
Esubero terreno proveniente da demolizioni di conglomerato bituminoso per realizzazione cavidotti	CER 17.03.02		2084	
Esubero cls proveniente dalle demolizioni delle piste cementate	CER 17.01.01		0	
Volume complessivo di materiale in esubero a fine lavori (mc)			162326	
	TOT. CER 17.05.04 Esubero di terreno		160242	

Tabella 12: Movimento materie, volumi di scavi e riporti cavidotti

	Scavo Cavidotto [m ³]	Rinterro Cavidotto [m ³]	Esubero Cavidotto [m ³]
Tot	38978	35435	3543

Il materiale proveniente dagli scavi sarà accantonato temporaneamente nei pressi degli stessi siti di scavo (ad esempio nelle piazzole dei singoli aerogeneratori) e riutilizzato all'interno dello stesso sito o trasportato in altro sito all'interno del cantiere-impianto eolico per poi essere in seguito utilizzato per il ripristino di quelle aree da riportare alla situazione ante operam.

Dal momento che l'area delle piazzole di stoccaggio pale e delle aree adibite ad ospitare le gru ausiliarie verrà ripristinata, la stessa sarà rinaturalizzata mediante ricoprimento di terreno vegetale proveniente dallo scotico in fase di realizzazione e opportunamente stoccato.

Il volume di terreno in esubero, oltre lo scotico complessivo a fine lavori è pari a ca. **160242** mc considerando le opere civili e i terreni in esubero delle fondazioni e dei cavidotti.
(cfr. "Piano di utilizzo in sito terre e rocce da scavo per maggiori informazioni).

Gestione dei rifiuti

Nell'area di cantiere è prevista la predisposizione di zone destinate alla raccolta differenziata delle differenti tipologie di rifiuti prodotti. Tutti i rifiuti prodotti durante la fase di costruzione saranno in ogni caso gestiti in conformità alla normativa vigente, favorendo le attività di recupero, ove possibile, in luogo dello smaltimento.

In considerazione della tipologia dei rifiuti prodotti, delle modalità controllate di gestione degli stessi e della temporaneità delle attività di cantiere, non si prevedono effetti negativi rilevanti sulla componente in esame. Durante la fase di esercizio potranno essere prodotti rifiuti esclusivamente in concomitanza di attività manutentive sia ordinarie che straordinarie. Anche in questo caso essi saranno gestiti dalla ditta responsabile della manutenzione in conformità alla normativa vigente.

Emissioni in atmosfera

La componente atmosfera manifesta delle interferenze con il progetto che sono sostanzialmente molto diverse tra la fase di cantiere e quella di esercizio.

Nella fase di cantiere tale componente è oggetto di interazioni (negative) legate alle emissioni di polveri e gas serra: durante le operazioni di movimento materia legate essenzialmente alle attività di realizzazione della viabilità di servizio e dei cavidotti; mentre nella fase di esercizio le interazioni divengono positive e legate alla produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di gas serra.

La valutazione della componente atmosfera in termini qualitativi non può attuarsi in maniera puntuale, in quanto mancano dati di rilevazione dei parametri di riferimento; nell'area in esame non è presente un sistema di monitoraggio della qualità dell'aria.

Per giungere ad una definizione dello stato attuale dell'atmosfera si è proceduto puntando preliminarmente alla descrizione e alla ricerca delle principali sostanze inquinanti e delle loro fonti di emissione. Esse sono in gran parte prodotte dall'attività umana (attività industriale, centrali termoelettriche, riscaldamento domestico, trasporti) e, in misura minore, sono di origine naturale (pulviscolo, eruzioni vulcaniche, decomposizione di materiali organici, incendi).

Gli indicatori relativi all'ambiente atmosferico sono le emissioni, la cui quantificazione, distribuzione ed evoluzione temporale derivano da processi di stima, mentre la qualità dell'aria è basata su indicatori di stato. Le sostanze emesse nell'ambiente atmosferico contribuiscono alle seguenti fenomenologie: i cambiamenti climatici, la diminuzione dell'ozono atmosferico, l'acidificazione, lo smog fotochimico, il deterioramento della qualità dell'aria. Le sostanze lesive per l'ozono stratosferico sono CFC e HCFC, mentre i gas serra responsabili dei cambiamenti climatici sono CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆; le sostanze acidificanti sono SO_x, NO_x.

Gli indicatori relativi alla qualità dell'aria e ritenuti più significativi, anche in relazione alla normativa vigente, sono: ossidi di azoto NO₂ e NO_x, la cui fonte è rappresentata principalmente da impianti di riscaldamento civile ed industriale, da traffico autoveicolare, dalle centrali di produzione di energia e da attività derivanti da processi industriali vari, quali produzione di vetro, calce cemento, ecc. Gli ossidi di azoto contribuiscono ai fenomeni di eutrofizzazione, smog fotochimico e piogge acide. L'ozono troposferico è di origine sia antropica sia naturale ed è un inquinante secondario, cioè non viene emesso direttamente da una o più sorgenti, ma si produce per effetto della radiazione solare in presenza di

inquinanti primari quali ossidi di azoto NO_x e composti organici volatili (COV), prodotti in larga parte dai motori a combustione e dall'uso di solventi organici.

Le principali sorgenti di PM₁₀ si possono dividere in due categorie sorgenti naturali (erosione dei suoli e degli edifici da parte degli agenti meteorologici) e antropiche (principalmente traffico autoveicolare, gli impianti di riscaldamento e alcuni processi industriali). Il particolato fine è monitorato principalmente per i suoi effetti sanitari e tossicologici.

Le principali sorgenti di benzene C₆H₆ sono gli autoveicoli alimentati a benzina (gas di scarico e vapori), i processi di combustione che usano combustibili derivati dal petrolio e l'uso di solventi contenenti benzene.

Si fa presente che l'area in esame non è interessata da insediamenti industriali e attività produttive che possano causare rilascio di emissioni inquinanti in atmosfera e, anzi, è prevalentemente orientata verso l'utilizzo agricolo.

Pertanto, in assenza delle principali fonti di emissione degli inquinanti citati, nonché, appunto, in considerazione dell'uso attuale del territorio e dello stato ambientale, si ritiene che il livello di qualità dell'aria sia in linea con i dati delle centraline di monitoraggio gestite da ARPAS.

Valutazione impatti - fase di costruzione

Polveri da movimento terra

In tale fase sono riconoscibili effetti derivanti dai movimenti terra per la realizzazione/sistemazione della viabilità di servizio e delle piazzole, oltre che dal transito dei mezzi di cantiere.

Le emissioni sono state stimate a partire da una valutazione quantitativa delle attività svolte nei cantieri, tramite opportuni fattori di emissione derivati da "*Compilation of air pollutant emission factors*" – E.P.A. - Volume I, Stationary Point and Area Sources (Fifth Edition) e riportati all'interno di linee guida prodotte da Barbaro A. et al. (2009) per la Provincia di Firenze. Per i dettagli si rimanda al Quadro Ambientale dello Studio di impatto.

Sulla base delle assunzioni fatte, i dati evidenziano un abbattimento delle emissioni mediamente pari all'89.6% rispetto a quelle stimate in assenza di misure di mitigazione.

In assenza di specifici fattori di emissione, si ipotizza che le PM₁₀ costituiscano il 60% delle PTS e che le PM_{2.5} siano pari alla sottrazione tra PTS e PM₁₀.

Per l'abbattimento delle polveri emesse dalle operazioni sopra descritte sono previste una serie di misure di mitigazione, tra cui:

- Bagnatura con acqua delle superfici di terreno oggetto di scavo e movimentazione con idonei nebulizzatori ad alta pressione. Tale sistema risulta idoneo all'applicazione in esame in quanto progettato per l'impiego in esterno e su ampie superfici. Inoltre, tale sistema garantisce bassi consumi idrici ed evita il formarsi di fanghiglia a causa di eccessiva bagnatura del materiale stesso;
- Bagnatura con acqua del fondo delle piste non pavimentate interne all'area di cantiere attraverso l'impiego di autocisterne. In particolare, si prevede un abbattimento pari al 90% delle emissioni;
- Pulizia delle ruote dei mezzi in uscita dall'area di cantiere attraverso il montaggio di idonea vasca di lavaggio, onde evitare la produzione di polveri anche sulle strade pavimentate.

Ulteriori precauzioni che possono essere adottate per ridurre in concreto le emissioni di polveri sono:

- Copertura del materiale caricato sui mezzi, che potrebbe cadere e disperdersi durante il trasporto, oltre che dei cumuli di terreno stoccati nell'area di cantiere;
- Circolazione a bassa velocità nelle zone di cantiere sterrate;
- Se necessario, idonea recinzione delle aree di cantiere con barriere antipolvere, finalizzata a ridurre il sollevamento e la fuoriuscita delle polveri;
- Se necessario, sospensione delle attività di cantiere nel caso di condizioni particolarmente ventose.

Il confronto dei dati stimati con i valori soglia definiti da Barbaro A. et al. (2009) – a seconda della distanza dai recettori e per attività che si sviluppano entro un arco temporale superiore a 300 giorni – **evidenzia emissioni di polveri (cfr. valore evidenziato nella tabella sopra riportata) inferiori a 830 g/h**, tuttavia, considerata la durata limitata dei lavori, **si ritiene non necessaria l'implementazione di un modello di dispersione delle polveri, ma si reputa doveroso eseguire un monitoraggio delle polveri durante tutta la fase di cantiere tramite delle centraline mobili posizionate nei pressi dei ricettori più prossimi all'impianto eolico.**

L'adozione della bagnatura delle superfici di scavo, delle piste sterrate e dei cumuli quale misura di mitigazione, inoltre, consente di ridurre l'impatto a valori significativi ma accettabili, anche se ciò comporta il consumo di una certa quantità di risorsa idrica.

Emissioni inquinanti da traffico veicolare

I mezzi d'opera impiegati per il movimento materie e, più in generale, per le attività di cantiere, determinano l'immissione in atmosfera di sostanze inquinanti (CO, CO₂, NO_x, SO_x, polveri) derivanti dalla combustione del carburante.

La metodologia adottata per la stima di tali emissioni si basa sull'utilizzo dei fattori di emissione elaborati dall'E.E.A. (European Environmental Agency), relativi ai mezzi di trasporto circolanti in Italia.

Le emissioni gassose dei veicoli dipendono fortemente dal tipo e dalla cilindrata del motore, dai regimi di marcia, dalla temperatura, dal profilo altimetrico del percorso e dalle condizioni ambientali.

Va specificato che il fattore di emissione tabellato di seguito rappresenta un valore medio che non tiene conto, ad esempio, dell'efficienza dei controlli, della qualità della manutenzione, delle caratteristiche operative e dell'età del mezzo.

Nel caso in esame è stata effettuata una stima del livello di emissioni nelle aree di cantiere e dei trasporti all'esterno di queste.

Tabella 13: Emissioni per veicolo pesante >32t – copert 3 (Banca dati dei fattori di emissione medi per il parco circolante in Italia – A.P.A.T.)

NOx					PM				
Driving conditions		g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot	Hot	Tot	Hot	Tot	
Highway	0	4.71	0	15.03	Highway	0	0.2	0	0.64
Rural	5.9	5.9	18.95	18.95	Rural	0.15	0.24	0.48	0.77
Urban	8.96	8.96	18.99	18.99	Urban	0.29	0.38	0.62	0.81

NMVOC					CO2				
Driving conditions		g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot	Hot	Tot	Hot	Tot	
Highway	0	0.49	0	1.57	Highway	0	982.99	0	3137.64
Rural	0.66	0.66	2.12	2.12	Rural	977.25	977.25	3137.64	3137.64
Urban	1.15	1.15	2.44	2.44	Urban	1480.62	1480.62	3137.64	3137.64

CO					N2O				
Driving conditions		g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot	Hot	Tot	Hot	Tot	
Highway	0	1.09	0	3.48	Highway	----	0.03	----	0.1
Rural	1.11	1.11	3.57	3.57	Rural	----	0.03	----	0.1
Urban	1.95	1.95	4.13	4.13	Urban	----	0.03	----	0.06

NH3					
Driving conditions		g/km*veh		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot	
Highway	----	0	----	0.01	
Rural	----	0	----	0.01	
Urban	----	0	----	0.01	

Tipo di veicolo	Peso	Tipo combustibile
Heavy duty	>32t	Gasolio

In base alle valutazioni eseguite, è risultato che le emissioni durante le operazioni di movimentazione dei mezzi, tutti omologati ed accompagnati da certificato di conformità, risulteranno conformi alle normative internazionali sulle emissioni in atmosfera.

Le quantità in gioco, comunque, non sono in grado di produrre (da sole) effetti significativi dal punto di vista dei cambiamenti climatici.

Va in ogni caso rilevato che le emissioni in fase di cantiere sono abbondantemente compensate dalla riduzione delle emissioni di CO2 equivalente durante la fase di esercizio dell'impianto, come meglio dettagliato di seguito.

Valutazione impatti - fase di esercizio

In fase di esercizio, tralasciando le trascurabili emissioni di polveri ed inquinanti dovute alle operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria, la produzione di energia elettrica consente di evitare il ricorso a fonti di produzione inquinante.

Nel presente studio si considera il fattore di emissione di CO₂ in atmosfera per la produzione termoelettrica lorda nazionale elaborato da ISPRA nel rapporto n. 317/2020 "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020", pari a 415.5 g CO₂/kWh nell'anno 2019.

L'impianto eolico proposto – di potenza pari a 92.4 MW e con 2592 ore equivalenti/anno di funzionamento – produrrà circa 239492.9 MWh/anno, evitando l'emissione di circa **1990.2 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (circa 99.5 ktCO₂/anno)**.

L'analisi della **sostenibilità ambientale** dell'impianto eolico in progetto è stata condotta con la metodologia LCA (Life Cycle Assessment), valutandone le interazioni con l'ambiente nell'intero ciclo di vita (acquisizione delle materie prime, produzione, distribuzione, uso, riciclo e dismissione).

Un aerogeneratore in progetto emette circa 6 gCO₂ per ogni kWh prodotto durante la vita utile (fonte: "Environmental Product Declaration SG 8.0-167 DD"), pari a circa l'1% delle emissioni generate da un impianto che sfrutta fonti fossili, pertanto **l'impronta ecologica dell'impianto eolico risulta pari a 28.7 ktCO₂ durante tutta la fase di esercizio, riducendo l'emissione evitata a 1961.4 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (circa 98.1 ktCO₂/anno) con il bilanciamento delle emissioni prodotte/evitate in 3.5 mesi (tempo di ritorno energetico).**

La significatività dell'impatto, dunque, sarà **ALTAMENTE POSITIVA**.

8 Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.

Ai fini della caratterizzazione preliminare per la fattibilità del progetto, volta a definire le caratteristiche geologiche latu sensu dell'intera area e ad escludere la presenza di elementi di criticità morfologica, il rilevamento geo-morfologico di superficie e la consultazione di indagini pregresse si sono dimostrate utili al raggiungimento dell'obiettivo. Le informazioni, tuttavia, possono ritenersi valide nei limiti che questa prima fase cognitiva consente, ovvero acquisizione di dati e notizie preliminari finalizzate alla redazione del progetto definitivo allo scopo di attivare tutte le procedure autorizzative del caso.

Si rimanda ai successivi gradi di approfondimento della progettazione la verifica arealmente estesa e puntuale delle caratteristiche litologiche, geotecniche, idrogeologiche e sismiche dei terreni di sedime che sarà di approfondimento di quanto già riportato nella documentazione geologica e che, inoltre, consentirà anche di redigere una cartografia tematica di maggior dettaglio.

La campagna di indagini è stata strutturata in relazione alla natura dei litotipi affioranti.

9 Relazione sulla fase di cantierizzazione

Descrizione dei fabbisogni di materiali da approvvigionamento, e degli esuberanti di materiale di scarto, provenienti dagli scavi; individuazione delle cave per approvvigionamento delle materie e delle aree di deposito per lo smaltimento delle terre di scarto; descrizione delle soluzioni di sistemazione finali proposte

Nella fase di cantiere nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari ad almeno 2.000 m² costituita da:

- area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; dove possibile attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 25 x 90 m, che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

Le strade di accesso per il transito dei mezzi eccezionali di carreggiata minima pari a 4 m circa si estenderanno per una lunghezza complessiva di circa 10.7 km per le strade ex-novo.

Scavi e sbancamenti

Le attività di scavo possono essere suddivise in diverse fasi:

- **scotico**: asportazione di uno strato superficiale del terreno vegetale, per una profondità fino a 50 cm, eseguito con mezzi meccanici; l'operazione verrà eseguita per rimuovere la bassa vegetazione spontanea e per preparare il terreno alle successive lavorazioni (scavi, formazione di sottofondi per opere di pavimentazione, ecc.). Il terreno di scotico normalmente possiede buone caratteristiche organolettiche e può essere utilizzato, ove si verificasse una eccedenza, in altri siti per rimodellamento e ripristini fondiari;
- **scavo di sbancamento/splateamento**: per la realizzazione della viabilità di progetto e delle piazzole di montaggio. Nel progetto proposto lo scavo di sbancamento ha profondità alquanto limitate soprattutto perché, ove le caratteristiche di portanza dei terreni posti immediatamente al di sotto dello scotico non fossero adeguate, si procederà con la tecnica della stabilizzazione a calce senza procedere con ulteriori scavi.
- **scavo a sezione ristretta obbligata**: per la realizzazione dei cavidotti e delle fondazioni. In entrambe le lavorazioni la maggior parte dei terreni scavati verrà utilizzato per rinterrare i cavi. Si genererà una lieve eccedenza che verrà gestita in analogia a quanto previsto per il terreno proveniente dallo sbancamento.

Le aree interessate, dopo aver subito lo sbancamento per circa 50 cm, vengono riempite con acciottolato di vaglio diverso, costipato e rullato. Nel caso di massimo carico, che corrisponde al trasporto del drive train (circa 130 t, mezzo + carico), si dovrà avere una sollecitazione sotto l'inerte costipato e rullato inferiore al carico ammissibile del terreno. Il terreno, considerato di media consistenza si ritiene

possa resistere a sollecitazioni unitarie superiori a 1,5-2,0 kg/cm²; tale dato sarà comunque verificato a seguito delle prove geognostiche che saranno eseguite in sede di progettazione esecutiva.

Alternativamente, ove possibile, si impiegherà un trattamento a calce allo scopo di ridurre i volumi di scavo.

Relativamente alle fondazioni gli scavi non necessiteranno d'opere di contenimento perché la pendenza delle pareti di scavo prevista garantisce condizioni di sicurezza.

Anche per la realizzazione del cavidotto si renderà necessario uno scavo; in parte i materiali scavati saranno utilizzati come materiale di ricoprimento, previa compattazione e quindi di riporto.

Il terreno movimentato e relativo scavi di sbancamento e scavi a sezione ristretta per fondazioni, strade e cavidotti sarà depositato in luogo tale da non causare ingombro durante le fasi di lavoro, ed al fine di ostacolare quanto meno le attività agricole dei proprietari dei terreni.

I volumi in esubero, dati dalla differenza fra scavo e riporto, non verranno allontanati dal cantiere come rifiuti (ai sensi della normativa di settore) dall'area di cantiere ma verranno riutilizzati.

Ovviamente, ove contingenti necessità operative imponessero l'allontanamento di parte di terreno in esubero dall'area di cantiere come "rifiuto", verrà applicata la normativa di settore in tema di trasporto e conferimento. Ad ogni modo, per maggiori informazioni si consulti la relazione "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti".

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzole e di strade eccedenti le necessità di cui alla successiva fase di esercizio, saranno dismesse, il materiale costipato di sottofondo sarà coperto da uno strato di terreno vegetale per rendere il terreno coltivabile e consentire future eventuali operazioni di manutenzione delle macchine installate.

Descrizione della viabilità di accesso ai cantieri e valutazione della sua adeguatezza, in relazione anche alle modalità di trasporto delle apparecchiature

I mezzi pesanti che dovranno trasportare la componentistica di montaggio di ciascun aerogeneratore, durante la fase di installazione, seguiranno un tracciato così definito:

- Partenza dal porto di Porto Torres;
- E25;
- SS291 var;
- SS127 bis;
- SP12;
- Viabilità comunale.

Ad ogni modo il suddetto percorso potrebbe variare in funzione delle esigenze del fornitore degli aerogeneratori e relativo trasporto.

Si premette che il trasporto dei componenti costituenti le torri eoliche avverrà su un tracciato di strade statali e locali già esistente, mentre si renderanno necessari interventi contenuti di nuova viabilità di fatto limitati a:

- Realizzazione delle bretelle di collegamento tra la viabilità esistente e i singoli aerogeneratori. Tali bretelle sono concentrate all'interno di terreni adibiti ad uso agricolo e saranno realizzate rispettando per quanto possibile i tracciati esistenti ovvero i limiti di confine degli appezzamenti agricoli;
- Adeguamenti della viabilità comunale esistente così come mostrato negli elaborati grafici riportati a corredo della presente;

- Eventuali allargamenti in corrispondenza di svincoli caratterizzati da raggi di curvatura incompatibili con il transito dei mezzi eccezionali.

Tali mezzi avranno le dimensioni massime idonee al trasporto dell'aerogeneratore previsto in progetto; per i tronchi delle torri il trasporto prevede un ingombro massimo in larghezza di 4 m circa. I viaggi previsti per il trasporto dei principali componenti dell'aerogeneratore sono indicati nella tabella seguente.

Tabella 14: viaggi previsti per il trasporto dell'aerogeneratore

Quantità	Descrizione del trasporto Siemens Gamesa SG170 6.6 MW-HH 165
1	Trasporto navicella
3	Trasporto singola pala
5	Trasporto tronchi torre
1	Trasporto drive train
1	Trasporto mozzo (Hub)

Montaggio delle apparecchiature

Si premette che la navicella non è equipaggiata di generatore, moltiplicatore di giri, trasformatore, ecc. Tali dispositivi (drive train) verranno alloggiati nella navicella in cantiere, e successivamente la navicella verrà sollevata e posata in quota completamente assemblata. La torre è invece costituita da 5 tronchi che vengono innestati con sistema telescopico nella fase di erezione. Le pale vengono unite in quota alla navicella. Per erigere ciascuna torre, navicella e rotore è richiesto l'impiego di una gru a traliccio semovente che dovrà essere piazzata nell'area predisposta, prospiciente il blocco di fondazione della torre. Per il montaggio del singolo aerogeneratore occorrono in particolare i seguenti mezzi:

- gru tralicciata da 500 t min con altezza minima sotto gancio pari a 120 m;
- gru di appoggio da 160 t;
- gru di appoggio da 60 t.

L'area predisposta, come specificato nei punti precedenti, sarà opportunamente dimensionata per resistere alle sollecitazioni dovute al carico gravante. La casa costruttrice fornisce le specifiche a cui dovrà rispondere il sistema per erigere il singolo aerogeneratore.

Il montaggio del singolo aerogeneratore richiede mediamente 2/3 (due/tre) giorni consecutivi. Durante le fasi di montaggio la velocità del vento a 60 m non dovrà essere superiore a 8.0 m/s al fine di non ostacolare e consentire di eseguire in sicurezza le operazioni di montaggio stesse.

In conformità al progetto:

- i lavori verranno eseguiti in maniera da non determinare alcun danneggiamento o alterazione agli eventuali beni architettonici diffusi nel paesaggio agrario;
- tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del campo eolico quali pietrame, pietrisco, ghiaia e ghiaietto verranno prelevate da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti a tale scopo autorizzati;
- i materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto;
- in linea generale verrà effettuato il compenso tra i materiali di scavo e quelli di riporto;
- i lavori di messa in opera del cantiere (fasi di spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi

pesanti, aree di deposito materiali) saranno gestiti al di fuori del periodo riproduttivo delle specie prioritarie presenti nell'area.

Eventuale progettazione della viabilità provvisoria

La viabilità di progetto verrà utilizzata sia in fase di cantiere sia in fase di manutenzione degli aerogeneratori, per cui non è prevista la progettazione della viabilità provvisoria.

Indicazione degli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli per le persone

Gli accorgimenti da prescrivere durante la fase di manutenzione consistono nel posizionare segnali stradali lungo la viabilità di nuova realizzazione e in prossimità di ciascuna pala. In particolare, i primi hanno l'obiettivo di invitare gli autisti dei veicoli transitanti nella zona a rispettare i limiti di velocità imposti dalla normativa stradale vigente. I secondi, invece, vogliono avvertire le persone transitanti nell'area delle torri che è presente il rischio elettrico.

Indicazione degli accorgimenti atti a evitare inquinamenti del suolo, acustici, idrici e atmosferici

Dal punto di vista dell'alterazione della qualità delle acque superficiali e sotterranee si prevede un'attenta manutenzione e periodiche revisioni dei mezzi, in conformità con le vigenti norme, al fine di evitare perdite di olio motore o carburante sul suolo. Relativamente alla componente rumore, si prevede l'impiego di mezzi a bassa emissione e l'organizzazione delle attività di cantiere in modo da lavorare solo nelle ore diurne, limitando il concentramento nello stesso periodo, di più attività ad alta rumorosità o in periodi di maggiore sensibilità dell'ambiente circostante.

Descrizione del ripristino dell'area cantiere

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto, le porzioni di piazzole non definitive saranno ricoperte del terreno vegetale originario perché siano nuovamente destinate alle attività agricole di origine.

10 Relazione sulla fase di cantierizzazione

- Oneri della sicurezza
- Rilievi, accertamenti e indagini
- Imprevisti
- Acquisizione aree o immobili, indennizzi;
- Spese tecniche;
- Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche e collaudi
- Collaudi

Rifacendosi all'esperienza fin qui maturata e ad un esame dei costi sostenuti per la realizzazione di altri impianti in Italia, si è potuto redigere, in via preliminare, un'analisi dei costi da sostenere per la realizzazione dell'impianto oggetto di studio.

Le voci più importanti che concorrono alla realizzazione di un quadro economico per la realizzazione di un parco eolico possono essere attribuite agli investimenti iniziali e di sviluppo della promozione (studio di fattibilità, costi di progettazione, autorizzazioni/concessioni, costo degli aerogeneratori, ecc.) ed alla gestione (costi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, affitto dei terreni, ecc.).

Per quel che concerne i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria va detto che questi vengono definiti attraverso dei contratti di "service" tra il committente e il fornitore degli aerogeneratori. Tali contratti prevedono la manutenzione ordinaria per ogni macchina eolica, con controlli periodici e revisione delle apparecchiature meccaniche ed elettriche. La manutenzione straordinaria è, solitamente, inserita parzialmente nei contratti di service e prevede la sostituzione delle parti meccaniche non funzionanti. Tali contratti, inoltre, vengono stipulati all'acquisto degli aerogeneratori ed hanno una durata di almeno 10 anni. Il fornitore delle apparecchiature prevede, all'interno del contratto, anche dei corsi di formazione e specializzazione per gli addetti alla manutenzione. Tra le voci di costo, in fase iniziale, si prevede anche la fase di smontaggio degli aerogeneratori anche se, molto spesso, quand'anche la vita delle macchine sia di 30 anni, quelle esistenti potranno essere sottoposte a repowering, cioè sostituite con aerogeneratori tecnologicamente più moderni ed efficaci, magari di maggiore potenza allo scopo di ridurre il numero.

Costi dell'investimento iniziale

Ai fini della realizzazione di un impianto eolico e, quindi, del suo avviamento, i costi maggiori da sostenere sono concentrati nella fase autorizzativa-promozionale e di costruzione.

Nel suo complesso l'investimento può essere così suddiviso:

- attività di sviluppo e promozione: 5% dell'investimento totale;
- acquisizione aerogeneratori: 75% dell'investimento totale;
- realizzazione opere infrastrutturali civili ed elettriche: 20% dell'investimento totale;

Come si evince da quanto sopra riportato, la spesa maggiore dell'intero investimento consiste nell'acquisizione degli aerogeneratori; per quanto concerne, invece, la realizzazione delle opere accessorie, delle infrastrutture e della connessione alla rete, queste dipendono essenzialmente dalla complessità del sito ed in particolare: accessibilità con i mezzi pesanti, morfologia e natura del suolo, distanza del punto di connessione dalla rete elettrica, ecc...

Ad oggi, si può stimare che, mediamente, il costo "chiavi in mano" di un impianto eolico sia dell'ordine di 900.000/950.000 €/MW installato.

Sviluppo dell'iniziativa

Lo sviluppo dell'iniziativa consiste nell'individuazione del sito, nella valutazione dei vincoli ambientali e non presenti sul territorio, nella sua valutazione anemologica attraverso una campagna di misurazione della durata minima di un anno, nella progettazione dell'impianto, nell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto stesso, dal giudizio di compatibilità ambientale all'Autorizzazione Unica, come da normativa nazionale (d.lgs. 387/03).

Anche se, nel complesso, dal punto di vista economico rappresenta solo il 5% circa dell'investimento totale, in realtà la sua importanza è enorme in quanto un'errata valutazione del sito potrebbe avere ripercussioni pesanti sulla producibilità dell'impianto stesso.

A causa degli innumerevoli fattori esterni che condizionano tale fase, i tempi stimati sono quasi sempre superiori ad un anno.

Installazione degli aerogeneratori

Nell'economia generale dell'investimento l'acquisto degli aerogeneratori rappresenta la percentuale maggiore dello stesso. Il tipo di aerogeneratore da installare varia in base a diversi fattori, come, in particolare, l'orografia del sito e le sue condizioni di ventosità, oltre che in funzione dei modelli effettivamente disponibili sul mercato e adeguati alle caratteristiche del sito individuato.

Nel caso oggetto di studio il modello di aerogeneratore attualmente previsto dalla proposta progettuale in esame e che sfrutta in modo migliore le condizioni di ventosità del sito, presenta le seguenti caratteristiche dimensionali:

- potenza massima nominale aerogeneratore: 6.6 MW;
- diametro massimo rotore: 165 m;
- altezza complessiva massima al tip (punta): 250 m.

Opere accessorie ed infrastrutture

I costi relativi alle opere accessorie ed alle infrastrutture sono, generalmente, molto variabili in quanto dipendono dalle caratteristiche del sito e dalla sua complessità.

Bisogna tener presente, infatti, che per realizzare le fondazioni, le piazzole, gli scavi per i cavidotti, la viabilità necessaria per raggiungere le postazioni con i mezzi speciali (dagli automezzi adibiti al trasporto dei componenti alle gru usate per il montaggio degli stessi), la morfologia e la natura del terreno possono influenzare anche in maniera rilevante questi costi.

Se da un lato, inoltre, l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, dall'altro la distanza dalle linee elettriche esistenti o da costruire determina i costi di trasmissione alla rete elettrica.

Nel computo generale questi costi incidono, sull'intero investimento, per un 20% circa.

L'impianto eolico in oggetto è ubicato in un'area dotata di idonea viabilità perché le strade utilizzate per raggiungerlo, provinciali e comunali, sono tutte in buone condizioni generali.

L'allacciamento

Il gestore della rete propone la soluzione per la connessione alla RTN ed individua le parti di impianto necessarie:

- impianti di rete per la connessione;
- impianti di utenza per la connessione.

Per impianto di rete per la connessione si intende la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, con obbligo di connessione a terzi. Con il termine impianto di utenza per

la connessione ci si riferisce alla porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.

I fattori che caratterizzano la connessione alla RTN sono:

- potenza di connessione;
- livello di tensione alla quale viene realizzata la connessione;
- tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche, con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- tipologia della rete elettrica esistente;
- eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente sono resi disponibili al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione, nonché per la gestione, secondo la normativa vigente per la rete interessata dalla connessione, attraverso appositi contratti stipulati tra il soggetto richiedente la connessione ed il gestore medesimo, prima dell'inizio della realizzazione.

Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico, o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta al Gestore della rete o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

L'importo complessivo è estremamente variabile ed è strettamente correlato a:

potenza dell'impianto;

- obbligo di progettazione di impianti di rete;
- tipologia di sottostazioni;
- tipologia della rete (ad alta o media tensione);
- lunghezza del cavidotto interrato;
- numero di linee di cavo interrato;
- eventuali linee aeree.

Costi di funzionamento e produzione

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- costi di produzione dell'energia elettrica;
- costi sostenuti per il canone di concessione all'Ente concedente;
- costi esterni (impatto ambientale);
- costi di dismissione.

I costi di funzionamento di un impianto eolico riguardano, essenzialmente, l'amministrazione, il canone agli Enti Locali ed ai proprietari dei terreni sui quali sono installati gli aerogeneratori, i premi assicurativi e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto stesso.

Per quel che concerne l'esercizio dell'impianto, va detto che con le moderne tecnologie gli impianti sono ormai controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito. In relazione, invece, alla manutenzione, va detto che gli attuali aerogeneratori sono realizzati per funzionare oltre 200.000 ore, durante la vita dell'impianto prevista in 20 anni.

Dopo un periodo iniziale di garanzia, in genere di tre anni, coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione, ovvero provvedono in maniera autonoma alla stessa.

I costi della manutenzione, man mano che l'impianto accumula ore di funzionamento, tendono ad aumentare; alcune parti, infatti, sono particolarmente soggette ad usura e, quindi, necessitano di essere sostituite durante la vita dell'aerogeneratore; si tratta, generalmente, del rotore e degli ingranaggi contenuti nel moltiplicatore di giri dell'albero. In tal caso, la spesa da sostenere per la manutenzione è di circa 2.000.000 €/annui.

Tabella 15: Quadro economico

QUADRO ECONOMICO GENERALE (VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA PRIVATA)				
	Descrizione	Importi (€)	iva (%)	TOTALE iva compresa (€)
A)	Costo dei lavori			
A.1	Lavori previsti	€ 96'900'835.84	10%	€ 106'590'919.42
A.2	Oneri di sicurezza	€ 1'490'660.26	10%	€ 1'639'726.29
A.3	Opere di mitigazione	€ 120'667.50	10%	€ 132'734.25
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 207'829.50	10%	€ 228'612.45
A.5	Opere connesse (comprese nel punto A.1)	€ 0.00	10%	€ 0.00
A.6	Lavori per dismissione impianto a fine vita	€ 5'861'452.93	10%	€ 6'447'598.22
	Totale A	€ 104'581'446.03		€ 115'039'590.63
B)	Somme a disposizione			
B.1)	Spese tecniche	€ 180'000.00	22%	€ 219'600.00
B.2)	Verifica Preventiva di Interesse Archeologico DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 14 febbraio 2022 * L'importo inserito nel presente QE appare, in questa fase, fortemente sovrastimato. Al fine di allinearsi a quanto previsto dalle Linee Guida approvate con D.P.C.M. del 14.02.2022 è stato comunque considerato un valore pari al 5% dei lavori.	€ 5'229'072.30	22%	€ 6'379'468.21
B.3)	Collaudi	€ 60'000.00	22%	€ 73'200.00
B.4)	Rilievi accertamenti ed indagini	€ 60'000.00	22%	€ 73'200.00
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche (4% su B.1 e B.3)	€ 9'600.00	22%	€ 11'712.00
B.6)	Imprevisti	€ 50'000.00	22%	€ 61'000.00
B.7)	Spese varie	€ 40'000.00	22%	€ 48'800.00
	Totale B	€ 5'628'672.30		€ 6'866'980.21
C)	Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero			
	"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A+B+C)	€ 110'210'118.33		€ 121'906'570.84

10.1 Cronoprogramma della producibilità

Il cronoprogramma della producibilità stima il comportamento energetico dell'installazione eolica in progetto. In particolare, sulla base dell'esperienza, si può considerare un'oscillazione di produzione annua inferiore al 14% con riduzioni durante il 10° e il 15° anno, in corrispondenza dei quali si ipotizzano interventi di manutenzione straordinaria sul 20% degli aerogeneratori installati. La producibilità si riduce notevolmente durante l'ultimo anno di vita utile dell'impianto, quando è pensabile inizi la fase di repowering dello stesso.