



REGIONE
TOSCANA



COMUNE DI
ORBETELLO



PROVINCIA DI
GROSSETO

PROGETTO DEFINITIVO

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "Orbetello" di potenza in immissione massima pari a 61,2 MW e relative opere connesse da realizzarsi nel comune di Orbetello (Gr)

Titolo elaborato

Relazione generale

Codice elaborato

F0544AR01A

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. Monica COIRO
Ing. Federica COLANGELO
Ing. Gerardo Giuseppe SCAVONE
Ing. jr. Flavio Gerardo TRIANI
Arch. Gaia TELESKA
Ing. Manuela NARDOZZA



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

Apollo Wind s.r.l.

Via della Stazione,7
39100 – Bolzano (Bz)

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

Sommario

1	Informazioni essenziali	5
1.1	Dati generali proponente	5
1.2	Caratteristiche generali del progetto	6
1.3	Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto	6
1.3.1	Realizzazione dell'impianto	6
1.3.2	Gestione dell'impianto	9
1.3.3	Dismissione dell'impianto	9
1.4	Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale	10
1.4.1	Tendenza demografica	10
1.4.2	Andamento dei settori produttivi	11
1.4.3	Occupazione e reddito	13
1.4.4	Occupazione e reddito	15
1.4.5	Mortalità	17
2	Descrizione generale del progetto	18
2.1	Unità di produzione	19
2.2	Piazzole	19
2.3	Viabilità interna	20
2.4	Area di cantiere	22
2.5	Viabilità esterna	22
2.6	Reti elettriche ed opere civili elettriche	23
2.7	Coordinate degli aerogeneratori	24
3	Riferimenti normativi	25

3.1	Settore ambientale	25
3.2	Settore energetico	26
3.3	Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine elettriche	28
3.4	Opere civili e sicurezza: Criteri generali	30
3.5	Opere civili e sicurezza: Zone sismiche	31
3.6	Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni	31
3.7	Opere civili e sicurezza: Norme tecniche	31
3.8	Normativa tecnica di riferimento	32
4	Descrizione stato di fatto del contesto	33
4.1	Descrizione del sito d'intervento: Geologia	33
4.1.1	Inquadramento geologico	33
4.1.2	Inquadramento litologico	35
4.1.3	Inquadramento geomorfologico	36
4.1.4	Inquadramento sismico	37
4.2	Descrizione del sito d'intervento: Acque	37
4.2.1	Qualità delle acque superficiali	38
4.2.2	Qualità delle acque sotterranee	39
4.3	Beni paesaggistici e culturali nell'area di intervento	40
4.4	Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali	44
4.4.1	Alternativa "0"	45
4.4.2	Alternative localizzative/dimensionali	45
4.4.3	Alternative progettuali	48
5	Il progetto	51
5.1	Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento	51
5.1.1	Metodologia utilizzata per l'inserimento del parco eolico sul territorio	51
5.1.2	Caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti e i criteri di progettazione delle strutture e degli impianti	54

6	Dimensionamento elettrico dell'impianto	57
7	Esiti delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto	66
7.1	Livelli di Rumore dell'Aerogeneratore	66
7.2	Shadow flickering	67
7.3	Rottura accidentale degli organi rotanti	74
8	Esito delle valutazioni delle criticità ambientali	76
9	Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.	94
10	Relazione sulla fase di cantierizzazione	95
11	Definizione degli oneri	99
11.1	Cronoprogramma della producibilità	102

1 Informazioni essenziali

Proponente	Apollo wind s.r.l.
Potenza complessiva massima in immissione	59.4 MW
Potenza complessiva impianto	59.4 MW
Potenza singola WTG	6.6 MW
Numero aerogeneratori	9
Altezza hub max	115 m
Diametro rotore max	170 m
Altezza complessiva max	200 m
Area poligono impianto	6.98 kmq
Lunghezza elettrodotto AT area parco	14.8km
Lunghezza elettrodotto AT cabina di raccolta	12 m
RTN autorizzata (si/no)	no
RTN esistente (si/no)	no
Tipo di connessione alla RTN (cavo/aereo)	collegamento in antenna ad una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "Montiano – Orbetello RT
Piazzola di montaggio (max)	8000 m ²
Piazzola definitiva (max)	1100 m ²

L'intervento proposto consiste nella realizzazione di un nuovo parco eolico, denominato "Orbetello", localizzato nel territorio comunale di Orbetello, in provincia di Grosseto. L'impianto sarà composto da n. 9 aerogeneratori della potenza nominale di 6.6 MW ciascuno, con la potenza complessiva in immissione di 59.4 MW, in accordo con quanto previsto nella STMG Terna ID 202200206. Le relative opere di connessione saranno ubicate nel Comune di Orbetello (Gr).

Gli aerogeneratori che potranno essere installati sono delle seguenti tipologie: Siemens Gamesa SG170-HH115 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

RP Global è uno sviluppatore e operatore su larga scala con oltre 35 anni di esperienza nel settore delle energie rinnovabili, vanta un portafoglio di oltre 7 GW(p) nella sola Europa, con progetti di energia rinnovabile sostenibile.

Nel 2007, RP Global ha iniziato a sviluppare, costruire e mettere in funzione diversi parchi eolici in Polonia, Francia e Croazia, dal 2021 è entrato nel mercato italiano.

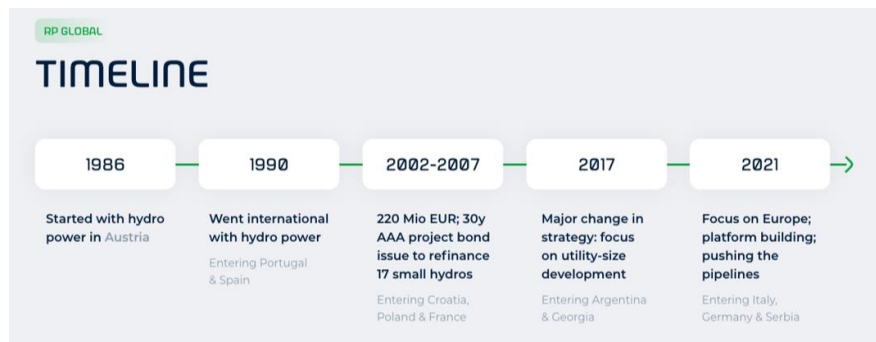


Figura 1: Timeline RP Global

1.2 Caratteristiche generali del progetto

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 - HH115 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 "Stima di producibilità".

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

1.3.1 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 8.000 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 è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, con un'estensione pari a circa 2.500 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, costituita da un plinto su pali. 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 21.70 m ed altezza variabile da 2.00 m (esterno gona aerogeneratore) a 0.70 m (esterno plinto). Ogni plinto scaricherà gli sforzi su 16 pali dal diametro di 120 cm e della lunghezza di 20 m. 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.

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 115 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 36 kV alla nuova cabina di raccolta sita in prossimità della futura stazione di connessione 36/132 kV posta in prossimità del parco, nel comune di Orbetello (Gr).

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 AT 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 cabina di raccolta 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 il territorio comunale di Orbetello in provincia di Grosseto.

I collegamenti tra il parco eolico e la cabina di raccolta avverranno tramite linee in AT interrate, esercite a 36 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.

1.3.2 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.

1.3.3 Dismissione dell'impianto

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

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

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.

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

1.4.1 Tendenza demografica

Il quadro demografico italiano è caratterizzato da un leggero decremento della popolazione residente, pari al 2.9%, dal 2014 al 2022, mentre in Toscana si registra un calo del 2.3%.

Tale tendenza è confermata dalla provincia di Grosseto che si attesta su un decremento del 3.6% e dal comune di Orbetello che registra un decremento del 3.8%.

La densità di popolazione di Orbetello (63.3 ab/km²) risulta di molto inferiore alla media nazionale (195.4 ab/km²) ed a quella regionale (159.4 ab/km²), ma superiore rispetto alla provincia di Grosseto (48.2 ab/km²)

Tabella 1. Popolazione residente nell'area di interesse (Fonte: Istat, 2014-2022)

Territorio	Sup (km ²)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Italia	302072.8	60782668	60795612	60665551	60589445	60483973	59816673	5964488	59236213	59030133
Toscana	22987.4	3750511	3752654	3744398	3742437	3736968	3701343	3692555	3692865	3663191
Prov. Grosseto	4503.1	225098	224481	223652	223045	222175	220539	219690	217846	217009
Orbetello.	226.80	14917	14890	14878	14844	14744	14655	14640	14450	14352

La crisi pandemica da Covid-19 ha comportato un ulteriore decremento demografico italiano 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.

I grafici riportati di seguito, detti **Piramide delle Età**, rappresentano la distribuzione della popolazione residente nella provincia di Grosseto per età, sesso e stato civile al primo gennaio 2021. I dati tengono conto dei risultati del Censimento permanente della popolazione.

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). I diversi colori evidenziano la distribuzione della popolazione per stato civile nel 2021 (celibi e nubili, coniugati, vedovi e divorziati).

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 Sessanta del secolo scorso, cioè fino agli anni del boom demografico.

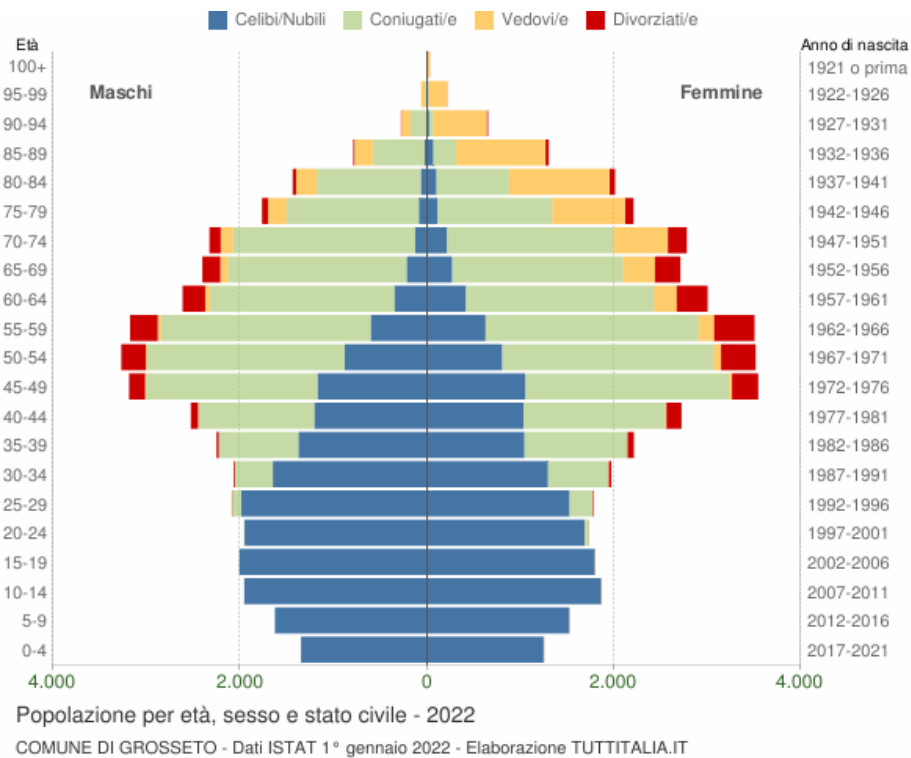


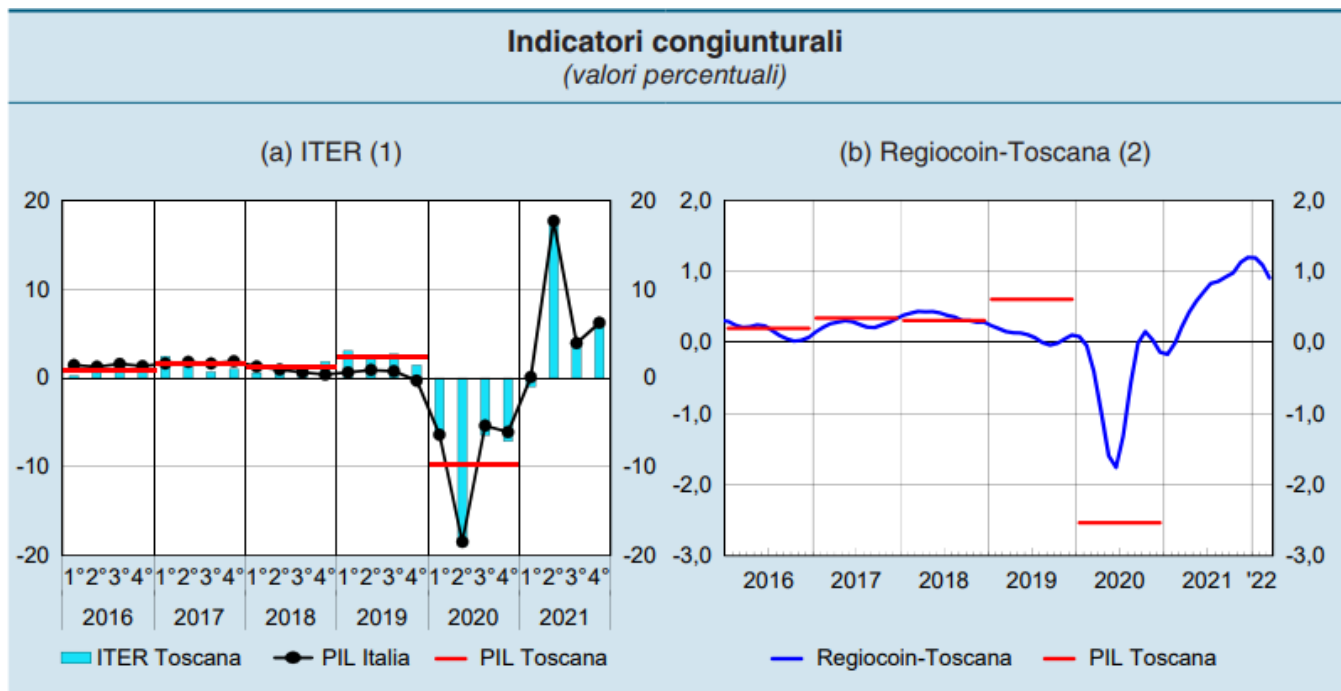
Figura 2. Distribuzione della popolazione residente per età e stato civile in provincia di Grosseto (Dati Istat 2022)

La composizione demografica è caratterizzata da una **bassa natalità** e da una **marcata longevità**, fortemente squilibrata in termini di rapporto tra persone in età attiva e non.

1.4.2 Andamento dei settori produttivi

Dopo le pesanti conseguenze generate dalla pandemia di Covid-19, nel 2021 l'economia toscana è risultata in forte recupero, come evidenziato dal Rapporto annuale 2021 redatto dalla Banca d'Italia (<https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/economie-regionali/index.html>).

La crescita, delineatasi già nella prima parte dell'anno, è stata sospinta anche dalla **ripresa dei flussi turistici e di alcuni settori manifatturieri di specializzazione regionale**, come la moda. Sul finire del terzo trimestre, tuttavia, si sono intensificate le **difficoltà di approvvigionamento di alcuni input produttivi** e le tensioni al **rialzo sui prezzi**, aggravatesi ulteriormente con lo scoppio del conflitto in Ucraina, con forti condizionamenti sulla ripresa.



Fonte: Banca d'Italia e Istat.

(1) Variazioni tendenziali trimestrali e annuali. 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. Per un'analisi della metodologia, cfr. 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. – (2) Stime mensili delle variazioni sul trimestre precedente delle componenti di fondo del PIL, riportato come variazione annuale su base trimestrale. Per la costruzione dell'indice, cfr. M. Gallo, S. Soncin e A. Venturini, *Ven-ICE: un nuovo indicatore delle condizioni dell'economia del Veneto*, Banca d'Italia, Questioni di economia e finanza, 498, 2019.

Figura 3. Andamento dell'attività economica in Toscana. (Fonte: Banca d'Italia, 2022)

Nel 2021, dopo il forte calo causato dallo scoppio della crisi pandemica nel 2020, l'attività industriale è cresciuta a ritmo sostenuto, senza tuttavia recuperare completamente il livello del 2019: la differenza è principalmente ascrivibile al settore della moda che non ha ancora pienamente raggiunto i livelli pre-pandemia.

Il settore delle costruzioni ha segnato una vivace ripresa dell'operatività, riportatasi, dopo il temporaneo blocco dei cantieri nel 2020, ben al di sopra dei livelli pre-pandemici: la dinamica espansiva del settore edile ha riflesso soprattutto l'operatività del comparto privato nel recupero edilizio, favorita da forti incentivi fiscali statali in un contesto di notevole accelerazione delle compravendite immobiliari, mentre la costruzione di nuove abitazioni risulta un fenomeno contenuto ed in calo; anche l'operatività negli appalti pubblici, rimasta stabile nel 2020, ha ripreso a crescere.

Nella seconda parte dell'anno, la difficoltà di reperire materie prime ed il rincaro dei materiali e dell'energia hanno in parte frenato la ripresa, che ha ulteriormente risentito delle tensioni legate al conflitto in Ucraina.

Nelle attività terziarie i **flussi turistici**, pressoché azzerati durante il lockdown tra marzo e maggio del 2020, hanno mostrato un vigoroso incremento nello scorso anno, pur rimanendo ancora sotto i livelli pre-pandemia: **il recupero è stato trainato dalla componente domestica e dal turismo balneare e rurale**, mentre si è registrato un forte calo del turismo extraeuropeo, in cui la Toscana risulta specializzata, legato alle città d'arte e caratterizzato da livelli di spesa più elevati. Le tensioni geopolitiche, che si riflettono anche sulla percezione del rischio e sui costi legati al viaggio, potrebbero ritardare il recupero del turismo straniero, unitamente agli effetti di una pandemia non ancora pienamente superata.

La ripresa dell'attività economica e dei viaggi ha altresì favorevolmente influenzato i **traffici di merci e di passeggeri**.

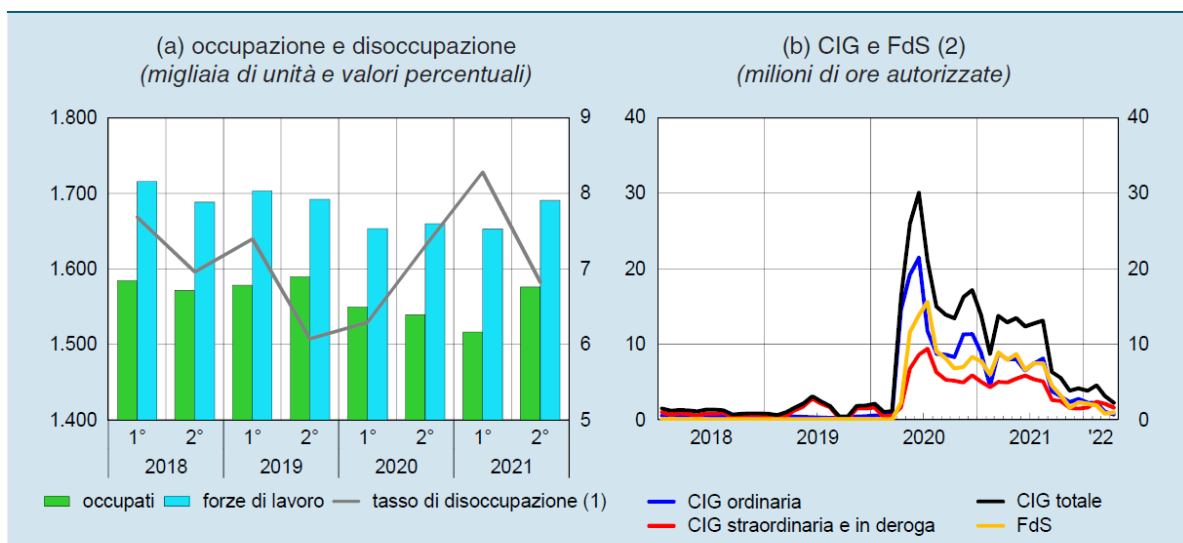
I rincari dei costi energetici e, di conseguenza, degli input produttivi, tuttavia, hanno generato un consistente **aumento dei costi di produzione** e, quindi, l'aumento dei prezzi e la riduzione dei margini di impresa, **frenando la ripresa dell'attività economica**. La Toscana si caratterizza per una quota di valore aggiunto dei settori ad alta intensità energetica lievemente inferiore alla media nazionale, con un'esposizione maggiore dei settori industriali relativi alla fornitura di energia elettrica, gas e acqua, allo smaltimento dei rifiuti ed alla produzione di carta.

Il conflitto in Ucraina e le sanzioni commerciali e finanziarie adottate verso Russia e Bielorussia, di contro, hanno un effetto contenuto sulle esportazioni regionali, a fronte della bassa incidenza di tali mercati sull'export toscano.

Il miglioramento del quadro congiunturale che ha accompagnato il graduale rientro dall'emergenza sanitaria si è riflesso positivamente sulla **redditività delle imprese**; la liquidità del sistema produttivo è rimasta elevata, contenendo la domanda di nuovi finanziamenti. Sul volgere dell'anno, in presenza del progressivo minor utilizzo delle misure di sostegno al credito, i prestiti bancari hanno segnato un deciso rallentamento, soprattutto per le imprese più piccole. Le misure governative di supporto alla liquidità (moratorie e garanzie), introdotte durante la crisi pandemica, hanno determinato una significativa riduzione della quota di imprese affidate a maggiore probabilità di default, una ricomposizione verso l'indebitamento a medio e a lungo termine ed una generalizzata flessione del costo del credito applicato alle diverse classi di rischio.

1.4.3 Occupazione e reddito

Nel 2021, secondo i dati della Rilevazione sulle forze di lavoro (RFL) dell'Istat, il **numero di occupati** in regione è rimasto sostanzialmente **stabile rispetto al 2020**, registrando nel complesso livelli solo lievemente al di sotto di quelli osservati nel 2019: si è rilevato un aumento degli occupati nell'industria in senso stretto, nella compagine femminile e nella seconda parte dell'anno.

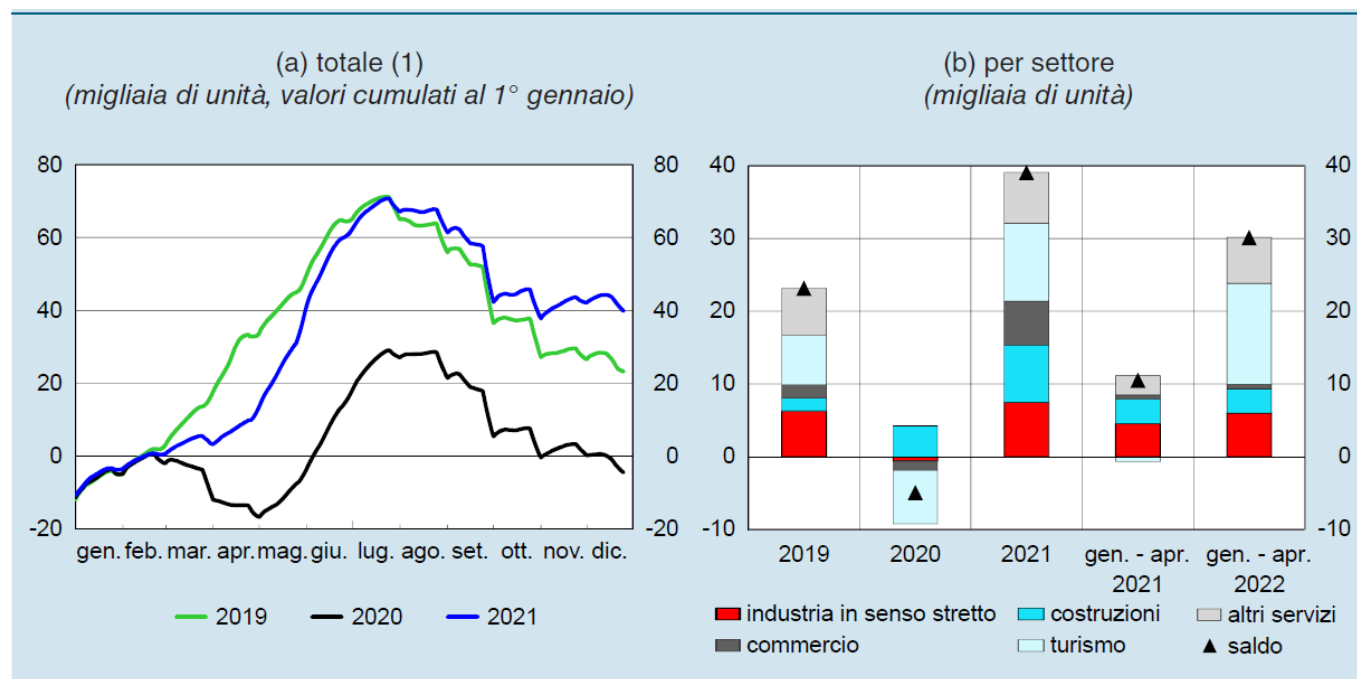


Fonte: per il pannello (a), Istat, RFL; per il pannello (b), elaborazioni su dati INPS.
 (1) Scala di destra. - (2) Medie mobili a tre mesi.

Figura 4. Occupazione, forze di lavoro, disoccupazione, CIG e FdS (Fonte: Banca d'Italia, 2022)

Le ore autorizzate di Cassa integrazione guadagni (CIG) e l'utilizzo dei fondi di solidarietà (FdS) sono diminuiti nel 2021 di oltre un terzo, pur rimanendo su livelli elevati nel confronto con gli anni antecedenti la pandemia. Il calo si è accentuato nei primi quattro mesi dell'anno in corso.

Secondo i dati delle comunicazioni obbligatorie, riferiti al lavoro dipendente nel settore privato non agricolo, il saldo tra le posizioni lavorative attivate e quelle cessate nel 2021 è stato positivo, **concentrato nei settori del commercio e del turismo e trainato da nuovi contratti a tempo determinato**. La dinamica è proseguita anche nei primi quattro mesi del 2022.



Fonte: elaborazioni su dati Ministero del Lavoro e delle politiche sociali, comunicazioni obbligatorie.

(1) L'universo di riferimento è costituito dalle posizioni di lavoro dipendente del settore privato non agricolo a tempo indeterminato, in apprendistato e a tempo determinato. Assunzioni al netto delle cessazioni. Medie mobili a 7 giorni. Poiché il 2020 è stato bisestile, le attivazioni e le cessazioni che hanno avuto luogo il 29 febbraio sono sommate a quelle del 28 febbraio. Sono esclusi dall'analisi i seguenti Ateco a 2 cifre: dallo 01 allo 03; dall'84 all'88; dal 97 al 99.

Figura 5. Attivazioni nette posizioni lavorative (Fonte: Banca d'Italia, 2022)

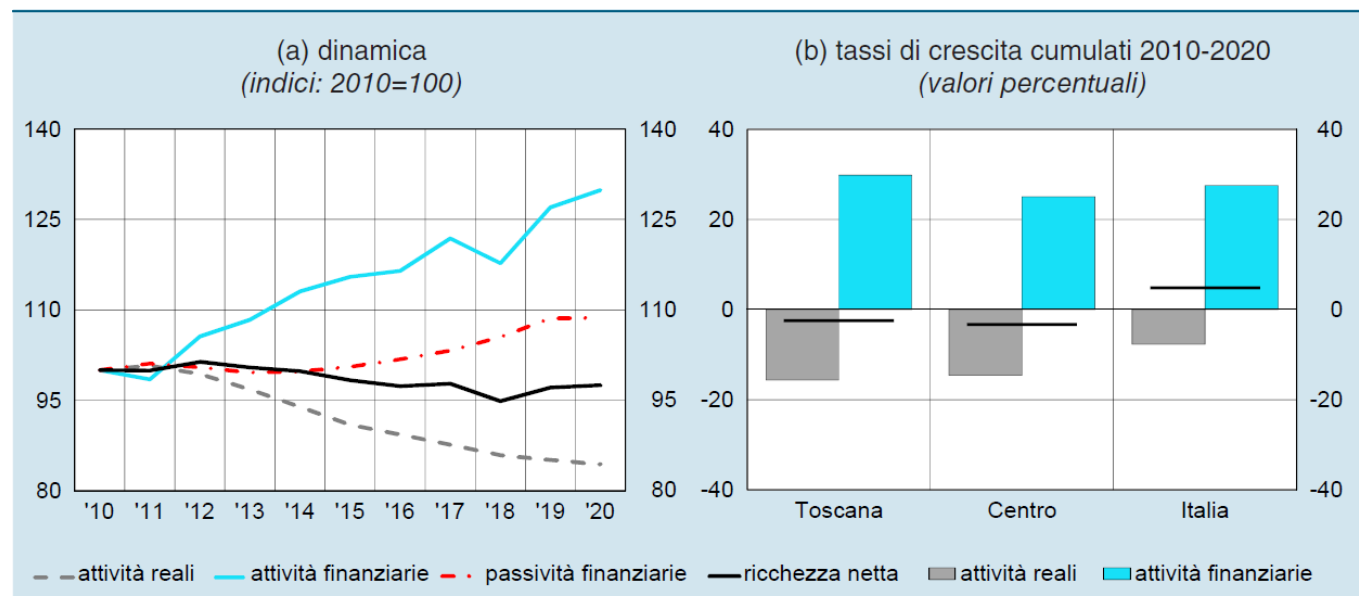
Il divario di genere nei tassi di partecipazione al mercato del lavoro in Toscana è inferiore rispetto alla media italiana, ma superiore a quella dell'area dell'euro.

Il tasso di licenziamento è rimasto su valori più contenuti rispetto al periodo antecedente la pandemia.

Nel 2021 il reddito e i consumi delle famiglie toscane sono tornati a crescere, beneficiando della ripresa economica e delle misure di sostegno pubblico finalizzate al contrasto della crisi sanitaria, tuttavia i consumi potrebbero risentire dell'aumento dei prezzi e del calo di fiducia determinato dalla guerra in Ucraina, incidendo maggiormente sui nuclei con condizioni socioeconomiche più fragili, infatti per queste famiglie è più elevata la quota di spesa relativa ai beni che hanno subito il maggiore aumento dei prezzi, tra cui quelli energetici e alimentari.

La pandemia, oltre all'aumento della povertà e del numero di famiglie percettrici di misure di sostegno, ha prodotto anche un **ampliamento dei fenomeni di dispersione scolastica**, con un possibile impatto negativo sull'accumulazione di capitale umano: l'abbandono scolastico e la mancata acquisizione di un livello adeguato di competenze per coloro che invece concludono un percorso di studi possono comportare non solo opportunità occupazionali limitate, ma anche minore partecipazione alle attività sociali e culturali, maggiore rischio di povertà e peggiori condizioni di salute.

La ricchezza netta delle famiglie toscane è lievemente cresciuta nel 2020, anche se nel decennio 2010-2020 si è ridotta a causa della contrazione della componente reale, in un contesto di perdurante **flessione dei prezzi degli immobili**, solo parzialmente compensata dal forte aumento delle attività finanziarie.



Fonte: elaborazioni su dati Banca d'Italia, OMI e Istat; cfr. nelle *Note metodologiche. Rapporti annuali regionali sul 2021* la voce *Ricchezza delle famiglie*.

(1) Indicatori calcolati su valori a prezzi correnti.

Figura 6. Ricchezza delle famiglie e sue componenti (Fonte: Banca d'Italia, 2022)

La crisi pandemica, oltre ad aver determinato un'interruzione delle compravendite di immobili residenziali nella prima parte del 2020, ha generato uno **spostamento delle preferenze abitative** che potrebbe permanere nel tempo: le nuove richieste di abitazioni in Toscana si sono orientate, con maggiore frequenza rispetto al passato, verso alloggi più grandi, dotati di spazi esterni e situati in aree a bassa densità abitativa, riflettendo un possibile mutamento nelle preferenze prodottosi a seguito della crisi.

In un contesto di condizioni di offerta favorevoli, si è registrata nel 2021 una nuova **crescita dell'indebitamento delle famiglie** sia nella componente del credito al consumo, grazie al recupero della spesa, sia in quella dei prestiti per l'acquisto di abitazioni, sostenuti anche dalla forte ripresa delle contrattazioni immobiliari. Le nuove erogazioni di mutui hanno interessato soprattutto le famiglie più giovani.

1.4.4 Occupazione e reddito

I consumi, che si erano ridotti in misura molto marcata nel 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.

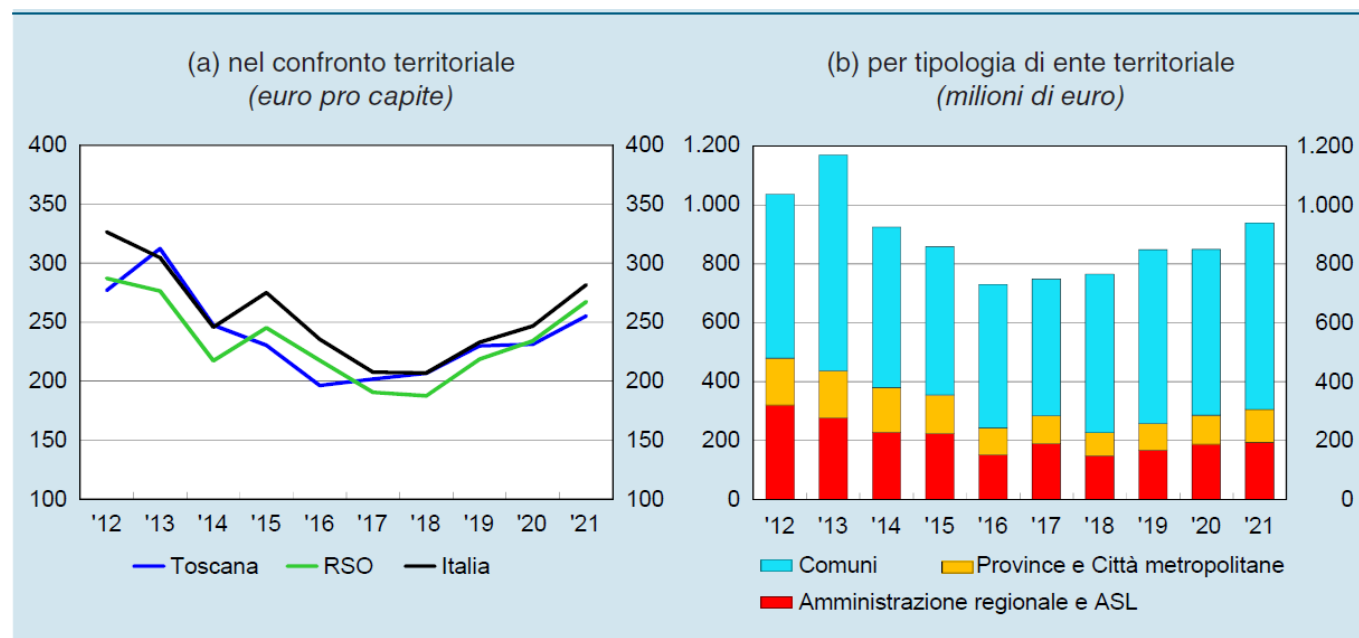
Dopo il forte rallentamento del 2020, con l'attenuazione dell'emergenza sanitaria, **i prestiti alle famiglie sarde hanno accelerato** marcatamente nel 2021, sostenuti soprattutto dalla componente connessa all'**acquisto delle abitazioni**; anche il contributo del credito al consumo è tornato positivo, 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 Toscana, interessando soprattutto i conti correnti.

Nel 2021 il complesso della **spesa degli enti territoriali** toscani ha registrato un **aumento più intenso** rispetto agli anni precedenti: vi hanno contribuito l'accelerazione della spesa corrente primaria e la ripresa di quella in conto capitale, gran parte della quale è rappresentata da investimenti. Le entrate hanno continuato a essere sostenute dai trasferimenti adottati per far fronte alla pandemia.



Fonte: elaborazioni su dati Siope; cfr. nelle *Note metodologiche. Rapporti annuali regionali* sul 2021 la voce *Spesa degli enti territoriali*.
 (1) La voce Comuni include anche le Unioni di comuni, le Comunità montane e le gestioni commissariali con l'esclusione della gestione commissariale del Comune di Roma.

Figura 7. Spesa per investimenti degli enti territoriali (Fonte: Banca d'Italia, 2022)

Alla fine del 2021, il numero di **progetti cofinanziati dai POR toscani** e censiti sul portale OpenCoesione era pari a 51566: oltre l'80% delle risorse risultava impegnato nella concessione di aiuti a imprese e famiglie o nell'acquisto e realizzazione di beni e servizi.

Le spese delle Amministrazioni locali beneficeranno delle risorse messe a disposizione nell'ambito del **PNRR** (Piano nazionale di ripresa e resilienza) in alcuni rilevanti comparti di attività, tra cui la riqualificazione e la mobilità urbana, l'edilizia scolastica ed i servizi alla prima infanzia, la sanità.

Nel 2021 l'andamento delle entrate degli enti territoriali ha continuato a essere influenzato dai trasferimenti statali volti a fronteggiare le esigenze dettate dalla pandemia. Dopo il forte aumento registrato nell'anno precedente, gli incassi non finanziari degli enti territoriali della Toscana sono di nuovo cresciuti, ancorché in misura inferiore.

Tra il 2020 e il 2021 il totale del **debito consolidato delle Amministrazioni locali** è lievemente aumentato dopo un decennio di calo: è cresciuto il peso dei finanziamenti da banche italiane e dalla Cassa depositi e prestiti, mentre è scesa l'incidenza di tutte le altre componenti.

1.4.5 Mortalità

L'ISTAT ha realizzato un sistema di indicatori di tipo demografico, sociale, ambientale ed economico suddivisi in 19 aree tematiche (tra cui figurano anche popolazione e sanità) riferito a ripartizioni, regioni, province e capoluoghi (consultabile sul sito <http://dati.istat.it/>).

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 evidenziano che la principale causa di morte è rappresentata dalle **malattie del sistema circolatorio**, seguita dai **tumori** a tutti i livelli territoriali considerati.

Tabella 2. Mortalità per territorio e causa di morte (Fonte: Istat, 2019)

Causa di morte	Italia	Toscana	Prov. Grosseto
Alcune malattie infettive e parassitarie	13 748	1157	58
Tumori	179 548	12 047	772
Malattie del sangue e degli organi ematopoietici ed alcuni disturbi del sistema immunitario	3 205	230	10
Malattie endocrine, nutrizionali e metaboliche	28 018	1 844	140
Disturbi psichici e comportamentali	24 582	1 574	121
Malattie del sistema nervoso e degli organi di senso	29 534	2 368	115
Malattie del sistema circolatorio	219 211	14 547	913
Malattie del sistema respiratorio	51 567	3 708	213
Malattie dell'apparato digerente	22 925	1 550	113
Malattie della cute e del tessuto sottocutaneo	1 424	94	6
Malattie del sistema osteomuscolare e del tessuto connettivo	2 334	267	12
Malattie dell'apparato genitourinario	11 724	912	64
Complicazioni della gravidanza, del parto e del puerperio	11	1	-
Alcune condizioni morbose che hanno origine nel periodo perinatale	782	24	4
Malformazioni congenite ed anomalie cromosomiche	1 282	61	2
Sintomi, segni, risultati anomali e cause mal definite	14 323	1 588	166
Cause esterne di traumatismo e avvelenamento	526	1 633	123
Totale	629 345	43 605	2 836

In Italia, nel 2020, l'eccesso di mortalità si è manifestato a partire dalla classe di età 45-59 anni (+2.5%), superando l'11% a partire dai 70 anni. Nel 2021, l'eccesso di mortalità è risultato simile a quello del 2020 nella classe 45-59 anni, mentre è diminuito negli altri segmenti di età, soprattutto a partire dagli 80 anni, a seguito dell'avvio tempestivo della campagna vaccinale anti Covid-19 tra gli anziani.

Nel confronto con il quinquennio pre-pandemico 2015-2019, nel 2021 si continua a registrare un **eccesso di mortalità totale in Italia** (63mila unità in più), ma in calo rispetto al 2020 (-37mila), anche nei segmenti più colpiti dalla prima fase della pandemia.

L'elevato eccesso di mortalità registrato nei due anni di pandemia ha comportato una **diminuzione della speranza di vita**.

2 Descrizione generale del progetto

Il progetto proposto riguarda l'installazione di un nuovo impianto eolico, denominato "Orbetello", con le relative opere di connessione alla RTN.

La localizzazione delle diverse componenti dell'impianto è stata definita attraverso l'analisi preliminare di una porzione di territorio piuttosto vasta situata nella Regione Toscana in provincia di Grosseto.

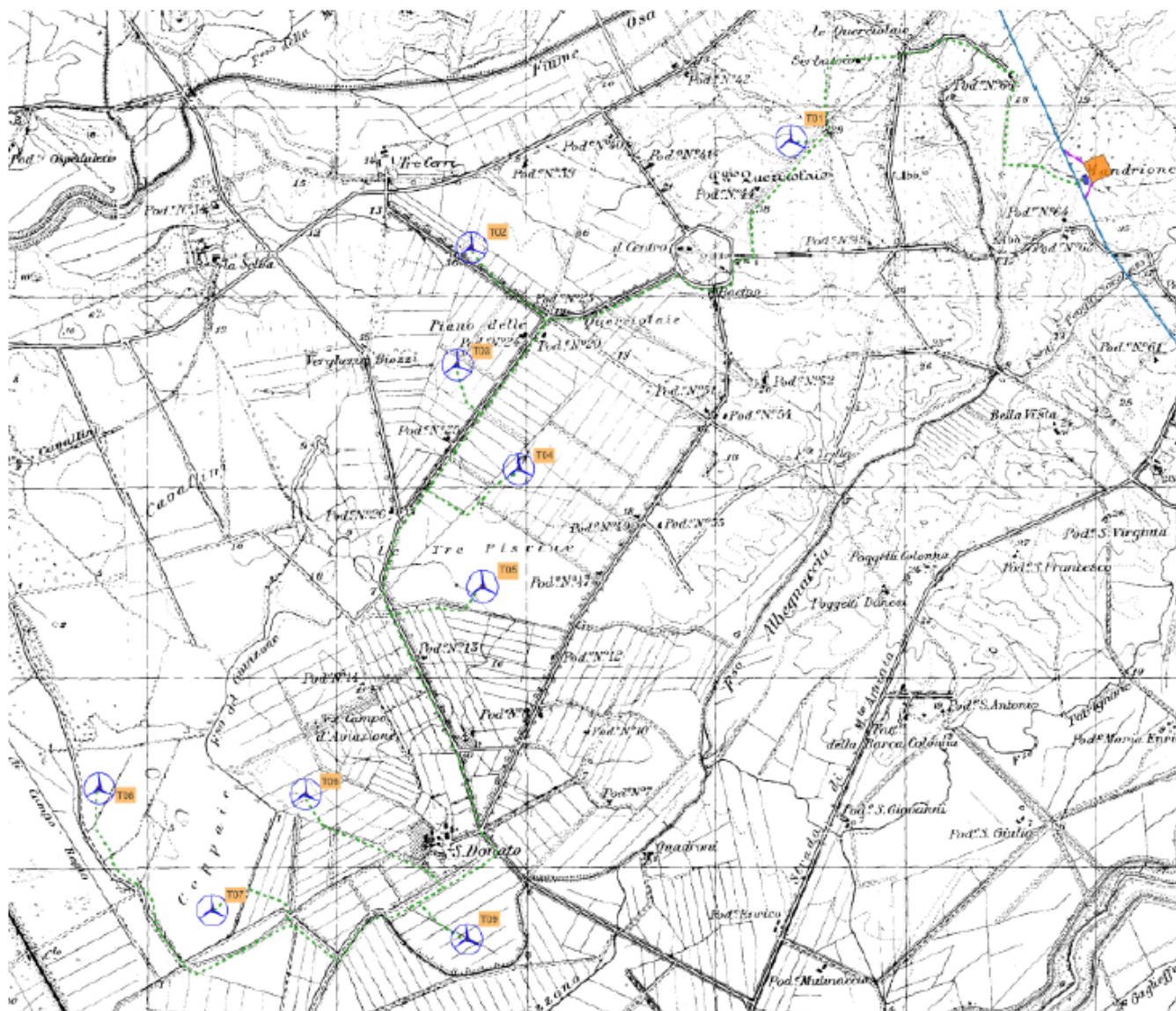


Figura 8. Inquadramento territoriale su base IGM 1:25000 con indicazione dell'area di intervento

L'impianto è localizzato sulla sezione IGM 3421 e sui quadranti serie 25 in scala 1:25000 n. 135IV e 135I; sui fogli I.G.M. in serie 50 in scala 1:50000 n. 342.

Il futuro parco eolico interesserà una fascia altimetrica compresa tra 2 e 31 m s.l.m., destinata principalmente a colture agrarie (seminativi).

L'ambito è punteggiato da piccoli centri urbani sulla costa e da case rurali sparse ed edifici a destinazione produttiva (aziende agricole, impianti di trasformazione dei prodotti agricoli, agriturismi, bed

and breakfast) nella piana, **posti comunque ad una distanza non inferiore a 231 m dagli aerogeneratori in progetto.**

Le **arterie viarie principali** che servono l'area di analisi sono:

- SS 1 (Via Aurelia), una delle strade italiane più importanti;
- SR 74 (Strada regionale della Maremma) che collega la bassa Maremma al Lazio e all'Umbria;
- SS 323;
- una fitta rete di strade provinciali che collega, a raggiera, i diversi centri abitati limitrofi:
 - SP 1 Talamone;
 - SP 81 Osa;
 - SP 56 San Donato;
 - SP 94 Sant'Andrea;
 - SP 36 Giannella;
 - SP 16 Montiano;
 - SP 128 Parrina;
 - SP 146 Aquilaia;
- una rete di strade locali ed interpoderali.

2.1 Unità di produzione

L'impianto eolico sarà costituito da 9 aerogeneratori ad asse orizzontale di potenza unitaria massima pari a 6.6 MW – in linea con i più elevati standard tecnici presenti sul mercato – per una potenza complessiva in immissione pari a 59.4 MW.

Il modello di aerogeneratore attualmente previsto dalla proposta progettuale in esame è caratterizzato da un diametro massimo del rotore pari a 170 m, da un'altezza al mozzo di 115 m e da un'altezza complessiva al tip (punta) della pala di 200 m; quindi, si tratterà di macchine di grande taglia. In particolare, un modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è la SG 6.6-170 HH 115 m.

La turbina eolica utilizza un sistema di potenza basato su un generatore accoppiato ad un convertitore elettronico ed è in grado di lavorare anche a velocità variabile mantenendo una potenza in prossimità di quella nominale, pure in caso di vento forte: il sistema consente di lavorare alle basse velocità del vento massimizzando la potenza erogata alla velocità ottimale del rotore ed all'opportuno angolo di inclinazione delle pale.

La torre di sostegno avrà una forma tronco-conica di colore chiaro.

2.2 Piazzole

Ogni aerogeneratore sarà collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione (plinto circolare in cemento armato) e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio (principale e secondaria) ed allo scarico e stoccaggio dei vari componenti dai mezzi di trasporto.

Le piazzole, conformate con pendenze minime all'1-2% per favorire il deflusso delle acque nei compluvi naturali esistenti, saranno realizzate con materiali selezionati dagli scavi, adeguatamente compattati anche per assicurare la capacità portante prevista per ogni area.

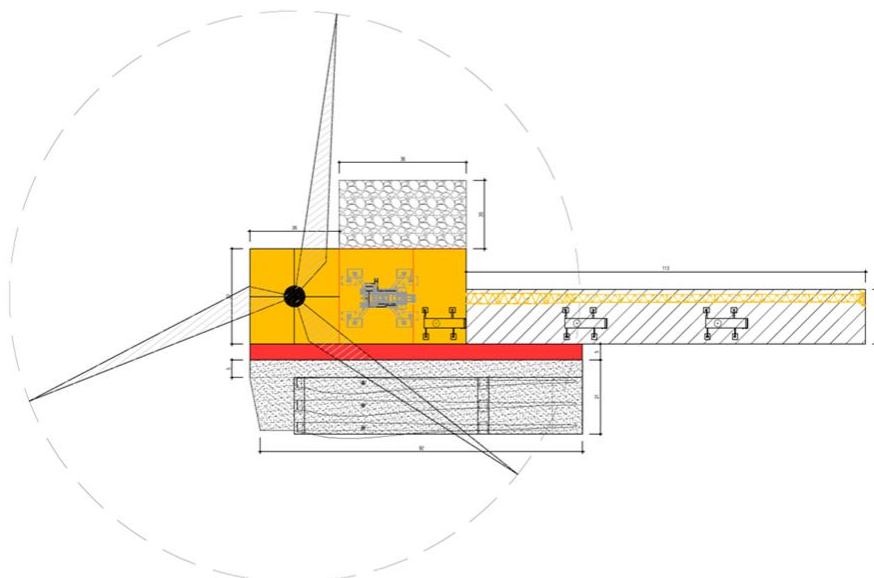


Figura 9. Dettaglio piazzola di montaggio

Al termine della fase di cantiere, **le piazzole di stoccaggio saranno restituite all'uso originario stendendo uno strato di terreno vegetale superficiale**, mentre **le piazzole di montaggio saranno ridimensionate così da garantire la gestione e la manutenzione ordinaria dell'aerogeneratore durante la fase di esercizio dell'impianto.**

Le scarpate ai bordi delle piazzole definitive dell'impianto saranno oggetto di interventi di rinverdimento con specie arbustive ed arboree.

2.3 Viabilità interna

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 3: 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 T01	4	962	0	962	0
ROAD T02	4	623	0	623	0
ROAD T03	4	312	0	312	0
ROAD T04	4	1031	0	1031	0
ROAD T05	4	546	0	546	0
ROAD T06	4	921	0	921	0
ROAD T07	4	570	0	570	0
ROAD T08	4	433	0	433	0
ROAD T09	4	335	0	335	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.

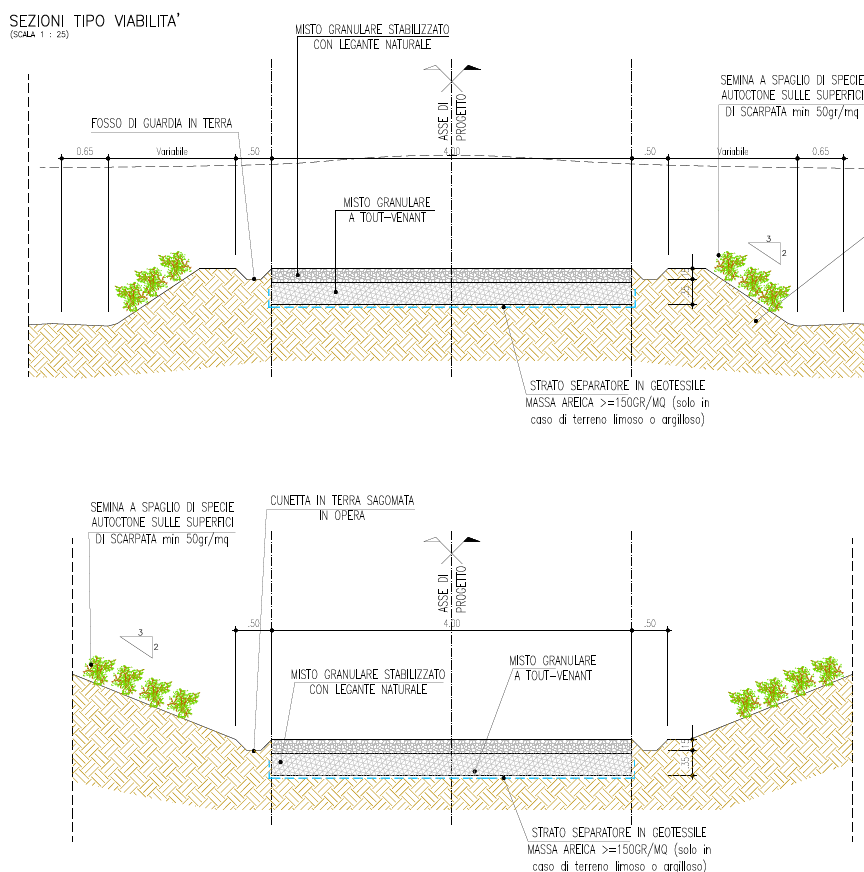


Figura 10: Sezioni stradali tipo

2.4 Area di cantiere

La fase di realizzazione dell'impianto eolico prevede l'utilizzo di un'area di cantiere di superficie pari 2.500 m²

Nell'area di cantiere saranno installati dei prefabbricati – adibiti ad uffici, magazzini, servizi – ed individuate delle zone per il deposito dei mezzi e per lo stoccaggio di materiali e rifiuti.

L'area sarà restituita all'uso originario al termine della fase di cantiere, stendendo uno strato di terreno vegetale superficiale e piantumando specie erbacee autoctone.

2.5 Viabilità esterna

L'**itinerario stradale per i trasporti eccezionali degli aerogeneratori**, scelto per ridurre al minimo gli interventi di adeguamento della viabilità, parte dal porto di Civitavecchia e prosegue lungo la E80 (SS 1) fino alla SP 81 Osa ed alla **SP 56 San Donato** e poi all'area di cantiere per una lunghezza totale pari a **100 km**.

La fase di cantiere prevede degli interventi sulla viabilità di carattere temporaneo per garantire una carreggiata di larghezza pari a 4 m ed uno spazio aereo di 4.50 m x 4.50 m privo di ostacoli aerei (cavi, rami, ...) quali:

- allargamento di sede stradale;

- rimozione di segnaletica stradale;
- sistemazione di fondo stradale;
- realizzazione di by-pass come da specifiche tecniche per le carreggiate.

2.6 Reti elettriche ed opere civili elettriche

L'energia prodotta dall'impianto eolico sarà collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "Montiano – Orbetello RT", previa realizzazione dell'intervento 311 previsto dal piano di Sviluppo Terna.

Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 4 circuiti (o sottocampi) 3 sottocampi da 13.2 MW: T08-T07, T09-T06, T05-T04 e un sottocampo da 19.8 MW: T03-T02-T01 da 19.8 MW.

La rete di cavidotti AT si estende per circa 14.9 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.

I cavidotti, realizzati con posa completamente interrata, seguiranno il tracciato della viabilità interna di servizio all'impianto e, per quanto possibile, la viabilità esistente pubblica così da minimizzare gli impatti sul contesto paesistico.

La cabina di raccolta posizionata nei pressi della futura stazione Terna sarà costituita da un fabbricato in c.a.o. di dimensioni in pianta pari a 24,30 m x 10, 50 m.

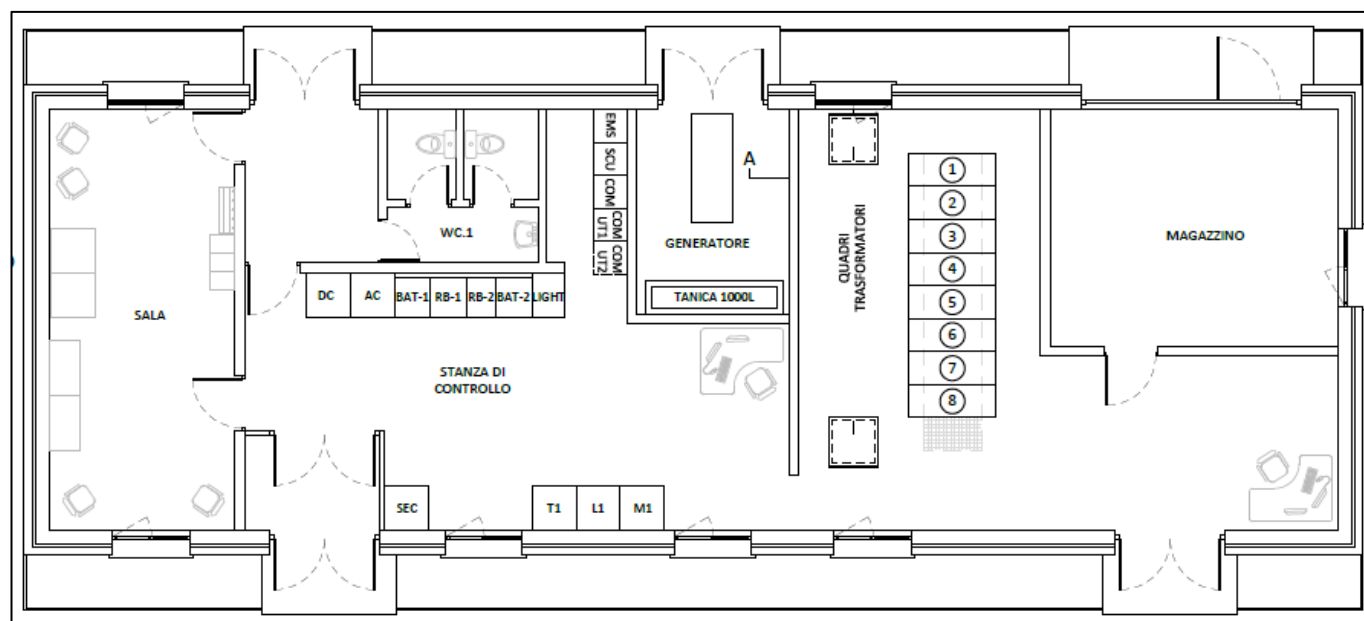


Figura 11: Cabina di raccolta

All'interno del quale saranno alloggiati i quadri di arrivo dei due circuiti a 36kV provenienti dal parco eolico nonché il quadro di partenza del collegamento verso la SE sempre con un cavidotto a 36kV.

Inoltre, la cabina sarà dotata di locali magazzino, control room e servizi igienici.

2.7 Coordinate degli aerogeneratori

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori (codificati (T01÷T09):

Tabella 4: Coordinate degli aerogeneratori

WTG	Coordinate UTM-WGS84 fuso 32		Coordinate Gauss Boaga fuso ovest	
	E	N	X	Y
T01	684310	4714639	1684340	4714652
T02	682625	4714076	1682655	4714089
T03	682550	4713457	1682580	4713470
T04	682876	4712909	1682906	4712922
T05	682685	4712289	1682715	4712302
T06	681751	4711197	1681781	4711210
T07	681259	4710587	1681289	4710600
T08	680663	4711227	1680693	4711240
T09	682603	4710434	1682633	4710447

3 Riferimenti normativi

3.1 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. n. 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, il D.L. 77/2021 semplificazioni convertito con L. 108/2021 (accelerazione del procedimento ambientale e paesaggistico, nuova disciplina della VIA e disposizioni speciali per gli interventi PNRR-PNIEC);
- a livello locale (Regione Toscana):
 - L. R. 23 luglio 2009, n. 40 "Legge di semplificazione e riordino normativo 2009";
 - L. R. 12 aprile 2010, n. 10 "Norme in materia di VAS, di VIA e di autorizzazioni ambientali", che ordina a scala regionale la materia con "[...]l'obiettivo di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e della salute e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali nell'elaborazione, adozione ed approvazione di piani, programmi e progetti, sulla base del principio di sviluppo sostenibile e degli altri principi comunitari che devono guidare l'azione pubblica in materia ambientale quali la precauzione, l'azione preventiva, la correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché del principio chi inquina paga" (art. 2);
 - LL. GG. per la valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici (Regione Toscana, 2012);
 - D.P.G.R. 11 aprile 2017, n. 19/R (modificato con D.P.G.R. 9 ottobre 2019, n.62/R): Regolamento regionale recante disposizioni in attuazione dell'articolo 65 della L.r 10/2010, per l'organizzazione e le modalità di esercizio delle funzioni amministrative in materia di VIA e per il coordinamento delle autorizzazioni di competenza regionale ai sensi dell'articolo 7 bis, comma 8, del d.lgs. 152/2006;
 - D.G.R. 1040/2017: provvedimenti organizzativi in merito all'accesso ed alla conoscenza dei documenti amministrativi della Regione Toscana;
 - D.G.R. 931/2019 e D.G.R. 1196/2019 (deliberazioni attuative della L.R. 10/2010);
 - D.G.R. 1161/2019, recante modalità per la formazione di un elenco di soggetti idonei a ruolo di Presidente della inchiesta pubblica nei procedimenti di VIA.

Altre normative di tutela ambientale che sono state prese in considerazione 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 semi-naturali 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 semi-naturali, 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.”

3.2 Settore energetico

Con riferimento alla natura del progetto sono stati considerati gli 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:

- rafforzamento della sicurezza dell’approvvigionamento energetico e della competitività dell’economia europea;
- rispetto e protezione dell’ambiente;
- transizione verso un’economia climaticamente neutra, a zero emissioni di gas a effetto serra in atmosfera.

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

- il Protocollo di Kyoto;
- il “Pacchetto Clima-Energia 20-20-20”, approvato il 17 dicembre 2008;
- le strategie incluse nelle tre comunicazioni COM 80, 81 e 82 relative all’Accordo di Parigi (COP 21) del 2015;
- il Pacchetto “Energia pulita per tutti gli europei” – COM 860 (2016), costituito da 8 provvedimenti: la direttiva 2019/944/Ue ed il regolamento 2019/943/Ue relativi al mercato interno dell’elettricità, i regolamenti 2019/941/Ue e 2019/942/Ue relativi rispettivamente alla prevenzione dei rischi da blackout ed alla cooperazione tra i regolatori nazionali dell’energia, la direttiva sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili (2018/2001/Ue), la direttiva sull’efficienza energetica (2018/2002/Ue), il regolamento sulla governance dell’energia 2018/1999/Ue e la direttiva sull’efficienza energetica in edilizia 2018/844/Ue;
- il pacchetto sull’efficienza dei prodotti che consumano energia, costituito dalla direttiva 2009/125/Ce sulla progettazione eco-compatibile ed il regolamento 2017/1369/Ue sul “labelling” dei prodotti;

- la strategia “Un pianeta pulito per tutti” – COM 773 (2018);
- la comunicazione COM 640 (2019) sul Green Deal europeo;
- le strategie conseguenti alla conferenza sul clima organizzata annualmente dalle Nazioni Unite, nell’ambito della Conferenza quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), conclusa il 12 novembre, a Glasgow (COP26).

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

- Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
- 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 la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- D. M. 10/09/2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” che, nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l’autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER);
- Strategia Energetica Nazionale 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 Ambientale ed Energetico Regionale – P.A.E.R (deliberazione n. 827 del 08/06/2007), lo strumento per la programmazione ambientale ed energetica regionale che assorbe i contenuti del vecchio PIER (Piano Indirizzo Energetico Regionale), del PRAA (Piano Regionale di Azione Ambientale) e del Programma regionale per le Aree Protette. Sono esclusi dal PAER i temi legati alla qualità dell'aria e ai rifiuti, oggetto di appositi Piani Regionali e soggetti alla procedura della L.R. n. 1/05 in quanto atti di governo del territorio”;
- Legge regionale 4 novembre 2011 n.56 – Modifiche alla legge regionale 21 marzo 2011, n. 11 (Disposizioni in materia di installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di energia. Modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2005, n. 39 “Disposizioni in materia di energia” e alla legge regionale 3 gennaio 2005, n. 1 “Norme per il governo del territorio”);
- Legge regionale n. 39 del 24 febbraio 2005 “Disposizioni in materia di energia”;
- Linee guida per la valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici (2012), documento che contiene indicazioni per progetti relativi ad impianti eolici.

3.3 Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine elettriche

- 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.

3.4 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").

3.5 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".

3.6 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).

3.7 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.

3.8 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.

4 Descrizione stato di fatto del contesto

4.1 Descrizione del sito d'intervento: Geologia

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

4.1.1 Inquadramento geologico

L'Appennino settentrionale – in cui rientra l'area sovralocale di analisi – risulta dalla sovrapposizione dei seguenti sistemi:

- **l'Insieme Esterno Umbro-Toscano**, costituito da uno zoccolo continentale appartenente alla Placca Apula (Adriatico-Padana) su cui poggiano, anche se scollate e deformate, le successioni mesozoico-terziarie, che ne rappresentano l'originale copertura sedimentaria;
- **l'Insieme Interno Ligure Ligure-Emiliano**, costituita da unità tettoniche che, per la presenza di ofioliti (rocce ignee, basiche ed ultrabasiche tipiche della litosfera oceanica), si sono originate in un oceano (l'Oceano Ligure-piemontese), estendendosi anche sulla parte più assottigliata dei margini continentali adiacenti; queste unità hanno abbandonato il loro substrato originario, scomparso in subduzione, per sovrascorrere da ovest verso est (vergenza appenninica) sull'Insieme Esterno, che ha avuto ruolo di avampese, costituendo una coltre alloctona.

L'**Appennino** è una catena a falde derivata dalla deformazione terziaria di un settore del paleomargine continentale della microplacca adriatica, prospiciente al Dominio oceanico ligure. A partire dal Miocene, la deformazione compressiva si è propagata da ovest ad est attraverso la penisola fino all'Adriatico; contemporaneamente, nella parte interna della catena, le strutture compressive sono state interessate da un'importante tettonica distensiva.

Nella Toscana meridionale la deformazione distensiva più importante è pre-Tortoniana, caratterizzata da faglie normali poco inclinate che hanno determinato la sovrapposizione diretta delle unità strutturalmente più elevate (Liguridi s.l.) sopra i complessi metamorfici derivanti dalla deformazione del margine continentale della microplacca adriatica (Serie ridotta). La distensione, continuata tra il Miocene superiore e il Quaternario, è caratterizzata da faglie dirette molto inclinate che individuano horst e graben orientati NW-SE, associati a vulcanismo e che tagliano tutte le precedenti strutture compressive e distensive.

Oggi il versante occidentale dell'Appennino settentrionale è caratterizzato da tettonica distensiva, mentre il margine esterno della catena è, ancora, interessato da tettonica compressiva.

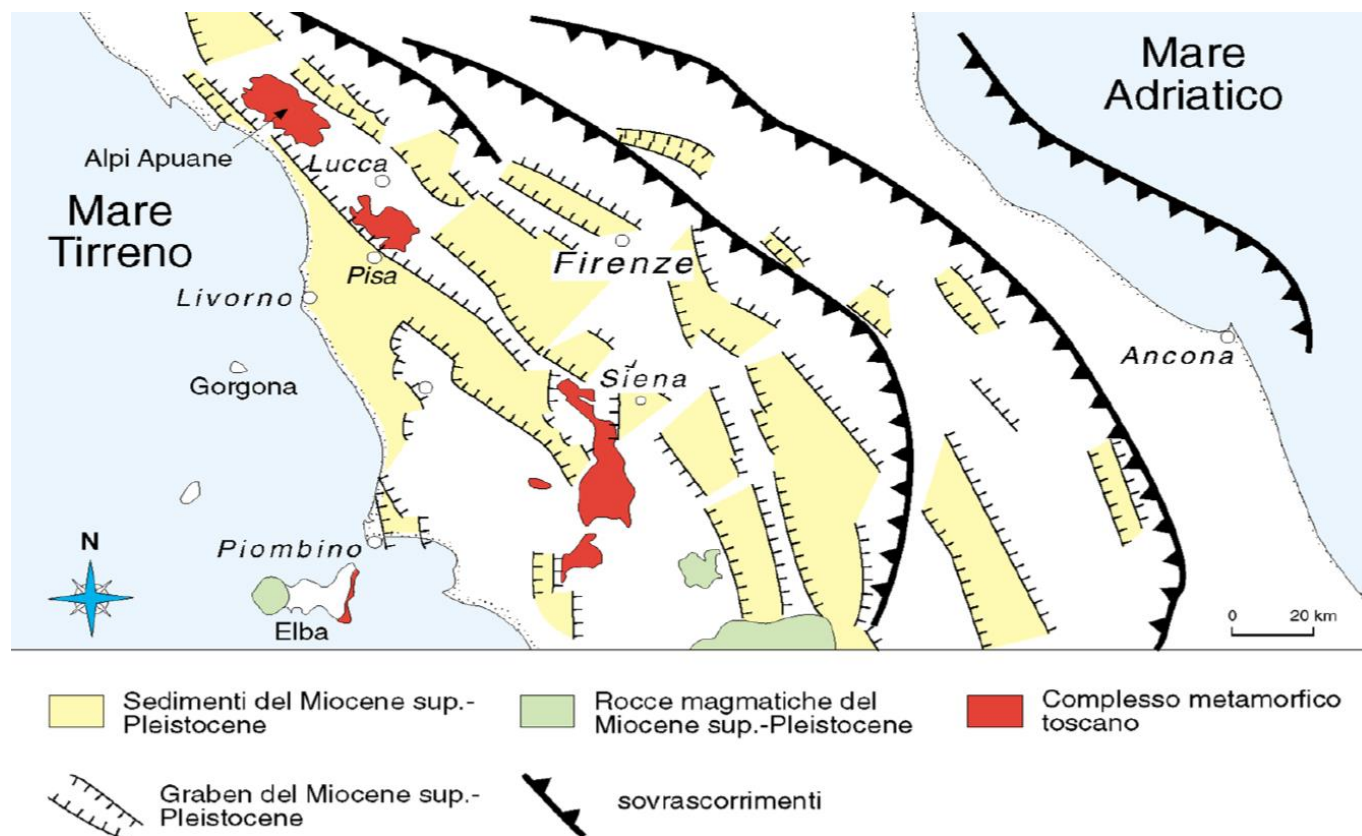


Figura 12. Caratteristiche geologiche della Toscana (Fonte: PGA 2021-2027 Distretto Idrografico Settentrionale, Relazione di piano)

Nell'area vasta di analisi risultano le seguenti **formazioni geologiche** prevalenti (Fonte: Carta geologica Regione Toscana 1:10000, <http://www502.regione.toscana.it/geoscopio/geologia.html#>):

- CCA – Calcari dolomitici e dolomie (carniole) del Triassico superiore (Falda Toscana) sui Monti dell'Uccellina a nord-ovest e sui Monti di Capalbio a sud-est;
- MAC – Arenarie quarzoso-feldspatico-micacee gradate con livelli più sottili di siltiti dell'Oligocene superiore – Miocene inferiore (Falda Toscana), AACb – torbiditi carcareaomarnose con livelli di arenarie del Paleocene – Eocene (Unità di Canetolo) ed ACCa – alternanza di argilliti, siltiti e calcari micritici del Paleocene – Eocene (Unità di Canetolo) sui rilievi collinari della fascia settentrionale;
- FAA – Argille e argille siltose grigio-azzurre dello Zancleano – Piacenziano (Depositi marini pliocenici) sui rilievi collinari orientali.

Tali formazioni affiorano anche sui versanti collinari della pianura costiera.

La piana del fiume Albegna e del torrente Osa è caratterizzata da depositi continentali e costieri pliocenici e quaternari: sabbie, ciottolami e limi derivanti da depositi alluvionali, eolici, lacustri, palustri, lagunari e di spiaggia (Fonte: Carta geologica Regione Toscana 1:250000, geoscopio).

Il territorio comunale di Orbetello – dove è localizzata l'area di impianto in progetto- è sito nella porzione terminale sud-occidentale della Toscana meridionale, caratterizzata da una prevalenza di **forme morfologiche tipiche della zona costiera meridionale regionale** con ampie aree umide, palustri e lagunari che si collocano al passaggio tra le pianure alluvionali del torrente Osa e del fiume Albegna e la fascia costiera dunale.

Le aree di piana costiera, sia di carattere alluvionale che di carattere palustre/lagunare, sono **delimitate da dorsali collinari** con direzione prevalentemente anti-appenninica, che si ubicano nella

porzione nord-ovest, nord-est e sud-est del territorio comunale. In tali aree affiora il **substrato mesozoico e neogenico**.

Il **contesto collinare** di margine del comune di Orbetello ha avuto un'evoluzione tettonica associata all'**orogenesi dell'Appennino Settentrionale**. A partire dal Miocene il contesto collinare ha subito un forte processo di **tettonica compressiva** che ha portato ad imponenti sovrascorrimenti e scollamenti. Al termine del Miocene (Messiniano) si è passati da una tettonica compressiva ad una **tettonica distensiva** con conseguente formazione dei bacini neogenici. La geometria dei bacini ha risentito fortemente dei sistemi di faglie ad alto angolo associate al processo orogenetico: faglie appenniniche longitudinali alla catena appenninica e faglie anti-appenniniche trasversali alla direzionalità della catena appenninica.

La fine del processo appenninico compressivo coincide anche con l'affermarsi di una trasgressione marina che ha portato al **ciclo sedimentario neo-autoctono** che costituisce l'ossatura sedimentaria del territorio comunale di Orbetello. La suddetta trasgressione marina è stata anticipata dalla formazione, a varie distanze dalla costa, da una serie di depressioni chiuse con formazione di bacini lacustri e palustri, successivamente in parte sommersi dalla trasgressione marina.

Le seguenti **successioni di regressione marina e trasgressione marina** che hanno interessato tutto il Pliocene e parte del Pleistocene, legate sia a variazioni eustatiche del livello del mare sia a movimenti tettonici di abbassamento della catena appenninica associata alla dinamica orogenetica distensiva, hanno portato alla formazione della morfologia attuale costituita da un'ampia **piana costiera** lagunare/alluvionale/palustre che comprende quasi per intero il territorio comunale, **delimitata** a nord-ovest, nord-est e sud-ovest **da dorsali mesozoiche/neogeniche** ad andamento prevalentemente anti-appenninico.

Le **opere di progetto**, ricadenti nella UoM Ombrone, **non insistono su aree classificate a pericolosità geomorfologica dal PAI dell'Appennino Settentrionale**, mentre, in base al **PGRA**, **interessano le seguenti aree classificate a pericolosità idraulica fluviale**:

- l'aerogeneratore T09 insiste su aree a **pericolosità da alluvione media P2** (tempo di ritorno > 30 anni e ≤ 200 anni);
- gli aerogeneratori T02-T03-T04-T05-T06-T07-T08 e cabina di raccolta ricadono su aree a **pericolosità da alluvione bassa P1** (tempo di ritorno > 200 anni).

Il progetto ha tenuto conto delle caratteristiche dei terreni su cui insistono le opere previste.

4.1.2 Inquadramento litologico

Il territorio comunale di Orbetello presenta un assetto litotecnico dicotomico:

- **Dominio di piana costiera** (su cui insiste il sito di impianto), in cui prevalgono terreni granulari (sabbie e ghiaie) da poco addensati a sciolti con presenza di frazione fine;
- **Dominio collinare**, dove affiora il substrato litoide che mostra un comparto carsico con prevalenza di ammassi rocciosi non stratificati.

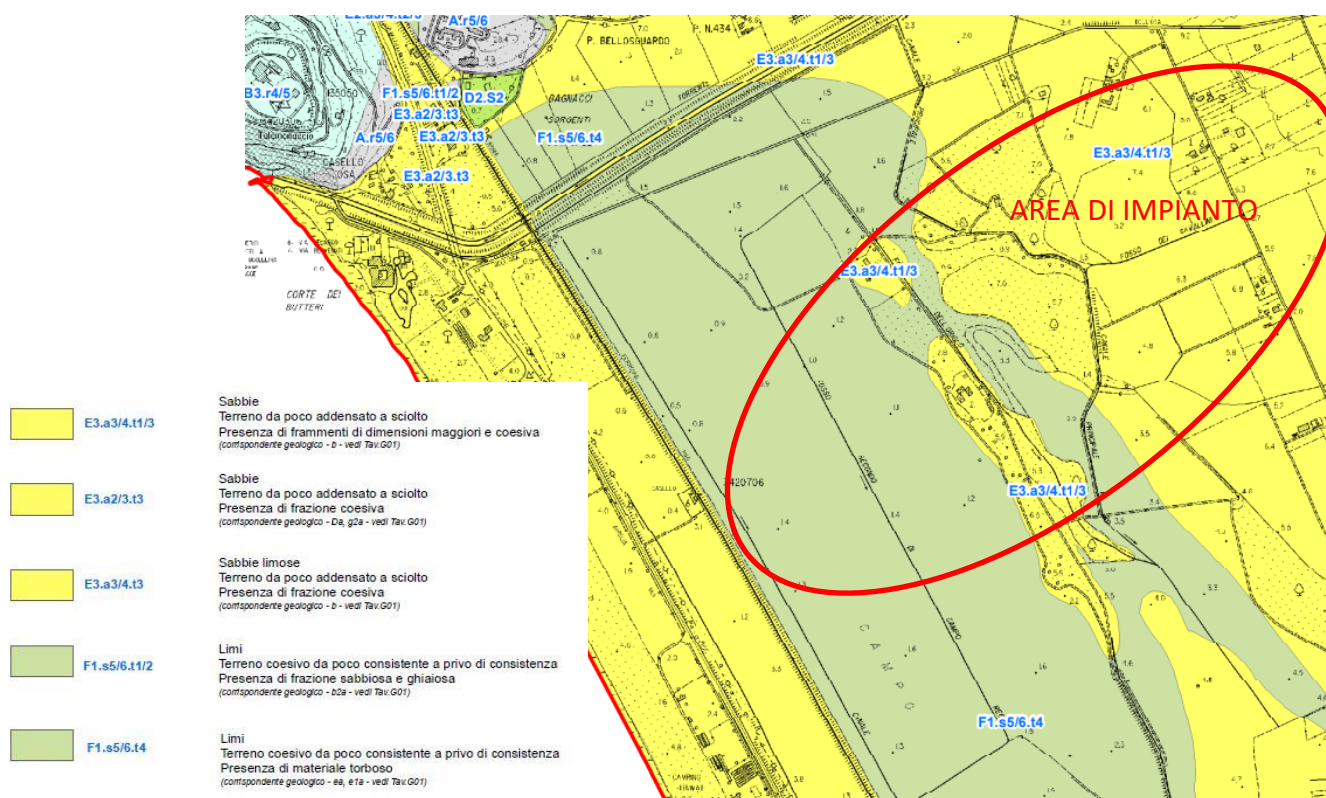


Figura 13. Estratto Carta Litologica (Tav. G.04, Piano Strutturale Orbetello, 2020)

Il **sito di impianto di progetto** presenta, per i suoi caratteri litologici, le forme tipiche del **paesaggio alluvionale**: i diversi cicli alluvionali dell'Olocene e Pleistocene medio/superiore hanno originato prodotti con chimismo differente, i quali a loro volta hanno portato a depositi alluvionali, lacustri, palustri, lagunari e di colmata, con la formazione di un **terreno prevalentemente limoso e sabbioso**.

Nell'area di analisi sono presenti diversi pozzi che mostrano la presenza della **falda acquifera** ad una profondità compresa **tra -7.50 e -10.00 m**.

4.1.3 Inquadramento geomorfologico

I caratteri geomorfologici dell'area sovrallocale di analisi sono legati sia ai caratteri della successione litostratigrafica ivi affiorante che all'azione modellatrice dei corsi d'acqua che solcano il territorio (Fonte: Carta geomorfologica Regione Toscana,

<http://www502.regione.toscana.it/geoscopio/geomorfologia.html#>).

Nel **dominio collinare** dell'area si rinvencono i seguenti caratteri geomorfologici:

- **Forme gravitativo**, in prevalenza quiescenti, rilevando piccole aree a franosità diffusa ed erosione superficiale diffusa concentrate lungo le coste rocciose interessate dalla presenza di falesie e fenomeni attivi sui rilievi collinari a nord-est.
Nell'ambito gravitativo svolgono un ruolo predominante i depositi di versante posti prevalentemente alle quote inferiori dei versanti collinari, le scarpate d'erosione e piccoli fenomeni di erosione superficiale puntuale ed areale.

- **Forme erosive dovute alle acque correnti superficiali** che solcano i rilievi collinari, associate ad ampi depositi eluvio colluviali posti al passaggio tra il contesto collinare ed il contesto di piana costiera.
- **Forme carsiche.**

Nel **dominio della piana costiera** – dove è localizzato il **sito di impianto di progetto** – prevalgono le **forme erosive dovute alle acque correnti superficiali** accompagnate da **forme eoliche, forme di origine marina, depositi lagunari e paludosi e forme carsiche.**

Nelle aree pianeggianti ad esclusione delle fasce costiere prevalgono i depositi alluvionali segnati da vari paleoalvei associati alle divagazioni naturali del reticolo idrografico del torrente Osa e del fiume Albegna. Nel contesto di piana si rilevano anche contesti interessati dal fenomeno del sinkhole (che tradotto letteralmente significa buco sprofondato): una depressione di forma sub-circolare dovuta al crollo di piccole cavità carsiche sotterranee.

Il suddetto contesto geomorfologico è interessato infine da numerose **forme di origine antropica**, tra cui rivestono particolare rilevanza i riporti antropici e le cave.

4.1.4 Inquadramento sismico

Il comune di Orbetello, dove sono ubicate le opere in progetto, ricade in un'area classificata, ai sensi dell'OPCM 3274/2003, come **Zona sismica 4**: è la zona meno pericolosa, con una probabilità di accadimento del terremoto molto bassa (classificazione aggiornata al 31 dicembre 2022 consultabile sul sito web <https://rischi.protezionecivile.gov.it/it/sismico/attivita/classificazione-sismica>).

4.2 Descrizione del sito d'intervento: Acque

L'area vasta di analisi è compresa nel **bacino del fiume Ombrone**: è attraversata dal **fiume Albegna** ed i suoi affluenti e dal **torrente Osa**, classificati come **corpi idrici superficiali significativi**, ai sensi dell'All. 1 del D. lgs. 152/99, con D.G.R. 225/2003.

Il fiume Albegna, di lunghezza pari a 66 km, nasce dalle pendici del Monte Buceto e sfocia nel mar Tirreno a Torre Saline, in località Albinia, senza entrare nella laguna di Orbetello, ma restando a nord di poche centinaia di metri. L'alta valle presenta una geomorfologia varia e accidentata, con pareti rocciose di calcare massiccio.

Il torrente Osa, con una lunghezza di circa 22 Km, sfocia nel mar Tirreno in località Albinia di Orbetello.

L'ambito sovralocale è caratterizzato dalla **Laguna di Orbetello** (levante e ponente), area umida costiera classificata nelle acque di transizione dalla D.G.R. 847/2013, distante almeno 2.6 km a sud-ovest dell'impianto eolico in progetto.

L'area vasta di analisi presenta i seguenti **corpi idrici sotterranei significativi**, individuati con D.G.R. 225/2003 e riconsiderati con D.G.R. 939/2009 (consultabile all'indirizzo web <http://www502.regione.toscana.it/geoscopio/cartoteca.html>):

- Acquiferi in mezzi porosi:
 - **CI della Pianura dell'Albegna**, in cui ricadono le opere di progetto;
 - **CI della Pianura di Grosseto**;

- Acquiferi in mezzi fratturati:
 - **CI carbonatico dei Monti dell'Uccellina e CI carbonatico del Macigno della Toscana sud-occidentale** in corrispondenza dei rilievi a nord;
 - **CI carbonatico dell'Argentario e Orbetello e CI carbonatica area di Capalbio** in corrispondenza dei rilievi a sud.

4.2.1 Qualità delle acque superficiali

L'attuale rete di monitoraggio per il controllo ambientale delle acque superficiali è stata strutturata in collaborazione ARPAT e Regione Toscana secondo i requisiti della Direttiva 2000/60/EU (Water frame Directive), recepita dal D. lgs. 152/2006 per la parte acque, e a livello regionale della D.G.R. 100/2010 (modificata dalla D.G.R. 847/2013).

In ordine ai criteri del D.M. 260/2010 i parametri da monitorare sull'intera rete sono di carattere biologico e chimico su un arco temporale triennale, anche se ARPAT pubblica annualmente un report sullo stato delle acque superficiali: il presente documento fa riferimento al report ARPAT relativo al triennio 2019-2021, il quarto ciclo di monitoraggi iniziati nel 2010 (report disponibile all'indirizzo web <https://www.arp.at.toscana.it/documentazione/catalogo-pubblicazioni-arp.at/monitoraggio-ufficiale-delle-acque-superficiali>).

I risultati del monitoraggio, in termini di classificazione come stato ecologico e chimico, sono la base conoscitiva dei Piani di Gestione redatti dai distretti idrografici.

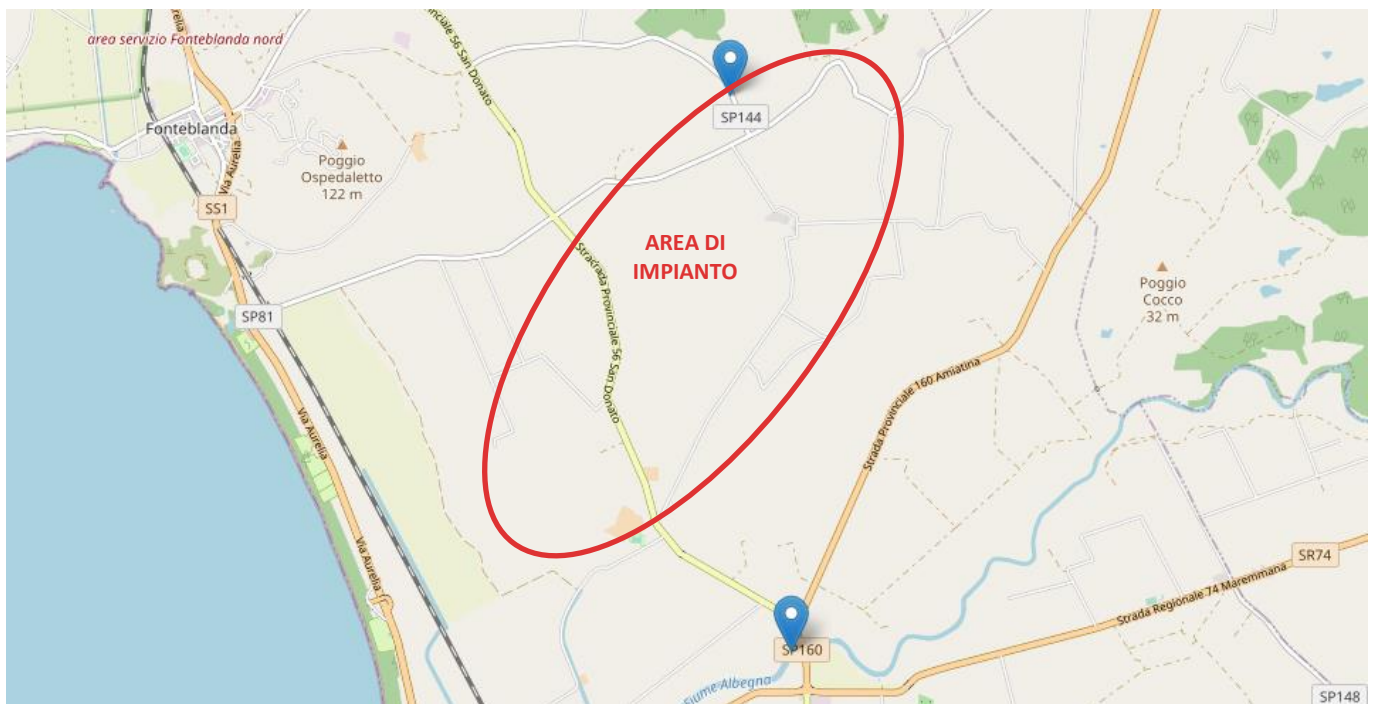


Figura 14. Stazioni di monitoraggio delle acque superficiali area di impianto (Fonte: <https://sira.arp.at.toscana.it/apex2/f?p=102:3:0>)

La qualità dei corpi idrici superficiali presenti nell'area di analisi per il triennio 2019-2021 è così risultata dai parametri rilevati dalle stazioni di monitoraggio più prossime al sito di impianto:

- **MAS-056 Albegna Valle – Barca dei Grazi**, a circa 1.6 km a sud dal parco in progetto: **stato ecologico sufficiente e stato chimico buono**;

- MAS-053 **Osa** Monte – S.S. 323 a valle Ponte, a circa 0.9 km a nord dal parco in progetto: **stato ecologico buono e stato chimico buono**;
- MAS-088 **Laguna Orbetello Levante** e MAS-089 **Laguna Orbetello Ponente** (laguna distante almeno 2.6 km a sud-ovest dal progetto proposto: **stato ecologico buono e stato chimico buono**).

Nell'area vasta di analisi è presente la **zona vulnerabile ai nitrati** dell'area costiera della Laguna di Orbetello: **lo stato trofico della laguna risulta sufficiente a ponente e buono a levante** dai parametri monitorati rispettivamente dalle stazioni MAS-089 VTP-135° e MAS-088 VTP-135B (dati disponibili all'indirizzo web <https://sira.arp.at.toscana.it/apex2/f?p=119:4:0>).

4.2.2 Qualità delle acque sotterranee

La rete di monitoraggio ambientale dei corpi idrici sotterranei, previsto dal D. lgs. 152/2006 e dal D. lgs. 30/2009 su indicazione delle direttive 2000/60/CE WFD (Water Framework Directive) e 2006/118/CE GWDD (Ground Water Daughter Directive), gestita da ARPAT, valuta lo **stato chimico degli acquiferi**, che fa riferimento all'assenza o alla presenza entro determinate soglie di inquinanti di sicura fonte antropica.

I risultati complessivi del monitoraggio sono disponibili nella banca dati MAT (reperibile all'indirizzo web <https://www.arp.at.toscana.it/temi-ambientali/acqua/acque-sotterranee/qualita-delle-acque-sotterranee/qualita-delle-acque-sotterranee-in-toscana>).

Nell'anno **2020** la qualità ambientale dei corpi idrici sotterranei presenti nell'area di analisi, rientrante nell'ITC Ombrone, è così risultata dai parametri rilevati dalle stazioni di monitoraggio (dati consultabili all'indirizzo web <https://www.arp.at.toscana.it/datiemappe/dati/qualita-delle-acque-sotterranee-anno-2020>):

- **Pianura di Grosseto**: stato chimico buono fondo naturale;
- **Carbonatico dell'Argentario e Orbetello**: stato chimico buono.

Nell'anno **2019** la qualità ambientale del corpo idrico **Pianura dell'Albegna**, su cui insistono le opere di progetto, è così risultata dai parametri rilevati dalle stazioni di monitoraggio (dati consultabili all'indirizzo web https://sira.arp.at.toscana.it/sira/opendata/preview.php?dataset=MAT_STATO):

- stazione MAT-P646 Pozzo LB82: corpo idrico a rischio, **stato chimico scarso**;
- stazione MAT-P645 Pozzo Barca Colonna Bigliazzi: corpo idrico a rischio, **stato chimico buono fondo naturale**.

4.3 Beni paesaggistici e culturali nell'area di intervento

Il patrimonio territoriale comprende anche i beni culturali e paesaggistici di cui all'art. 2 del D. lgs. 42/2004 ed il paesaggio come definito all'art. 131 del Codice.

Il PTCP recepisce le disposizioni per la tutela e valorizzazione dei beni paesaggistici dettate dal PIT/PPR ai sensi della Parte III del D. lgs. 42/2004 (Disciplina di Piano, art. 14).

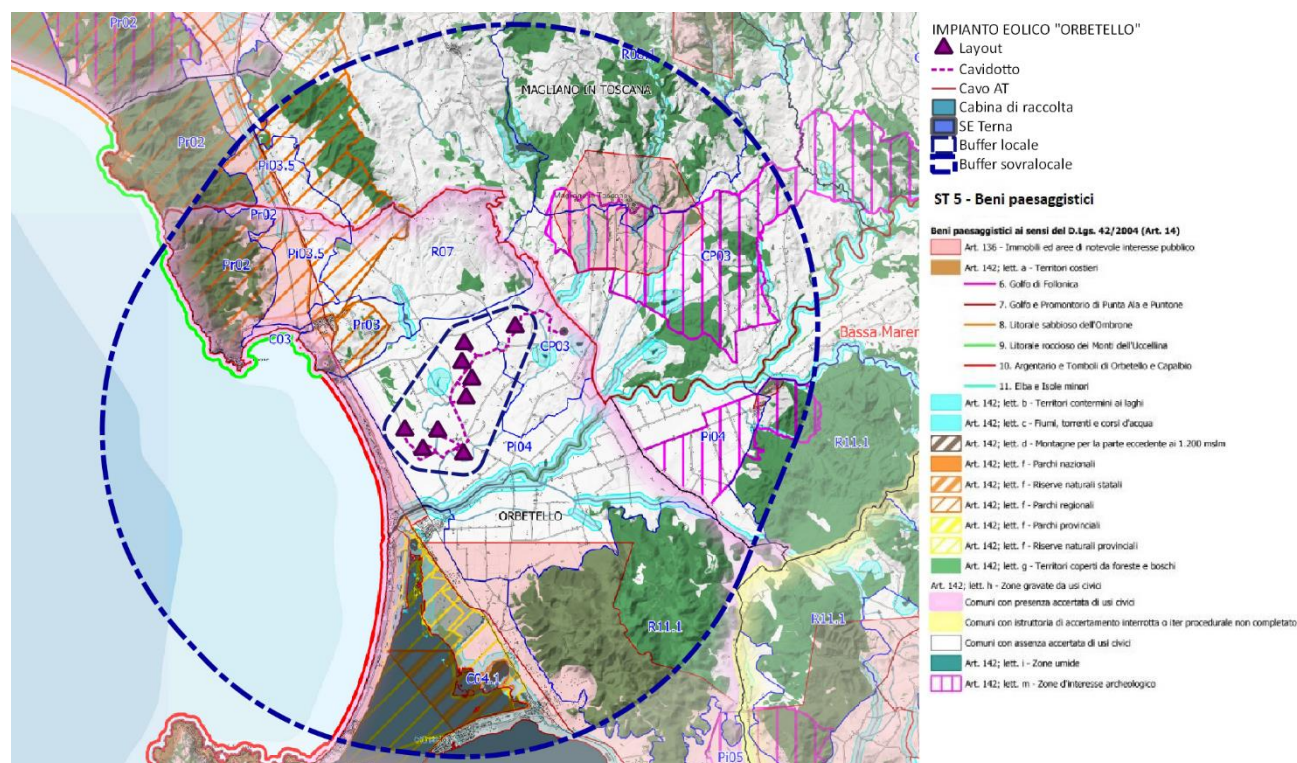


Figura 15. PTCP Grosseto: Beni paesaggistici (Tav. ST 5)

L'area vasta di analisi presenta diverse **aree di notevole interesse pubblico** di cui all'art. 136 del D. lgs. 42/2004 sia lungo la costa:

- sistema montuoso al limite est della laguna di Orbetello da località Sette finestre a località Parrina (Codice 9053317, istituito nel 1989);
- pineta litoranea detta del 'Voltoncino', sita nel territorio del comune di Orbetello (codice 9053130, istituito nel 1959);
- zona compresa fra i piedi dei Monti dell'Uccellina, la strada Aurelia ed il mare, nonché la limitrofa collina di bengodi, esclusa la fascia appartenente al demanio marittimo, in comune di Orbetello (codice 9053210, istituito nel 1962);
- zona situata nel territorio del comune di Orbetello fra i piedi dei monti dell'Uccellina ed il mare, compreso il centro urbano di Talamone (codice 9053177, istituito nel 1962);
- zona dei Monti dell'Uccellina ubicata nel comune di Magliano in Toscana, compresa parte della limitrofa pianura (codice 9053178. Istituito nel 1962);
- zona del tombolo della Giannella sita nel comune di Orbetello (codice 9053102, istituito nel 1964);
- centro storico di Porrone e zona circostante, nel comune di Cinigiano (codice 9053279, istituito nel 1977);

che nell'entroterra:

- centro abitato e zone circostanti del comune di Magliano in Toscana (codice 9053240, istituito nel 1973);
- collina del castello della Marsiliana, sita nel comune di Manciano (codice 9053236, istituito nel 1959).

Il territorio di studio, inoltre, è caratterizzato dai seguenti **beni paesaggistici** tutelati ai sensi dell'art. 142 co. 1 del D. lgs. 42/2004:

- il litorale roccioso dei Monti dell'Uccellina ed il tratto costiero Argentario e Tomboli di Orbetello e Capalbio con i relativi buffer di 300 m;
- alcuni piccoli laghi con i relativi buffer di 300 m;
- numerosi corsi d'acqua di cui al R.D. 1775/1933 con i relativi buffer di 150 m dei bacini del Fiume Albegna e del Fiume Ombrona;
- zone boscate sui rilievi dei Monti di Capalbio a sud-est, dei Monti dell'Uccellina ad ovest, di Monte Cornuto e Poggio l'Aquilone a nord e lungo il Torrente Osa, il Torrente Patrignone ed il lago Il Bacino a nord;
- il Parco naturale regionale della Maremma e la relativa area contigua (quest'ultima a circa 2.6 km a nord-ovest dall'aerogeneratore più prossimo) e la riserva naturale provinciale Laguna di Orbetello (situata circa 2.2 km a sud dall'impianto), che comprende la riserva naturale statale Laguna di Orbetello di Ponente (a circa 6.5 km);
- zone gravate da usi civici perimetrare dal Piano Strutturale del Comune di Orbetello, situate nei pressi della frazione di Albinia, vicino la foce del Fiume Albegna;
- la zona umida Laguna di Orbetello a circa 2.6 km a sud dell'aerogeneratore più prossimo;
- zone di interesse archeologico:
 - la Zona comprendente le necropoli etrusche, l'insediamento etrusco di Ghiaccio Forte, il sistema delle ville etrusche e l'insediamento coloniale di Heba di età romana a nord dell'Albegna, situata nei territori comunali di Magliano in Toscana e Scansano, ad ovest del sito di intervento;
 - la Zona comprendente l'abitato e le stese necropoli di Piano di Marsiliana d'Albegna nel comune di Manciano, ad ovest del sito di intervento;
 - la zona comprendente l'area di Talamonaccio, sul tratto costiero di Orbetello, a circa 3 km a nord-ovest dall'aerogeneratore di progetto più prossimo;
 - l'approdo di età romana situato in località Torre Saline di Orbetello, in corrispondenza della foce del Fiume Albegna, a circa 2.6 km a sud-ovest dall'impianto in progetto;
 - il centro etrusco identificato con l'antica Kalousion in località Doganello di Orbetello, a circa 2.5 km a ovest del parco eolico proposto.

Le opere in progetto, tuttavia, non interferiscono con tali beni paesaggistici tutelati, comunque la valutazione di impatto paesaggistico ne ha tenuto conto.

I beni architettonici, parti dell'ambiente costruito, sono complessi immobili considerati nel rapporto con l'ambiente circostante e nell'aspetto caratteristico e tradizionale, tutelati ai sensi della Parte II del D. lgs. 42/2004.

L'area vasta di studio è punteggiata da diversi beni architettonici, in particolare casali e chiese storiche; tuttavia, **le opere in progetto non interferiscono con tali beni tutelati**.

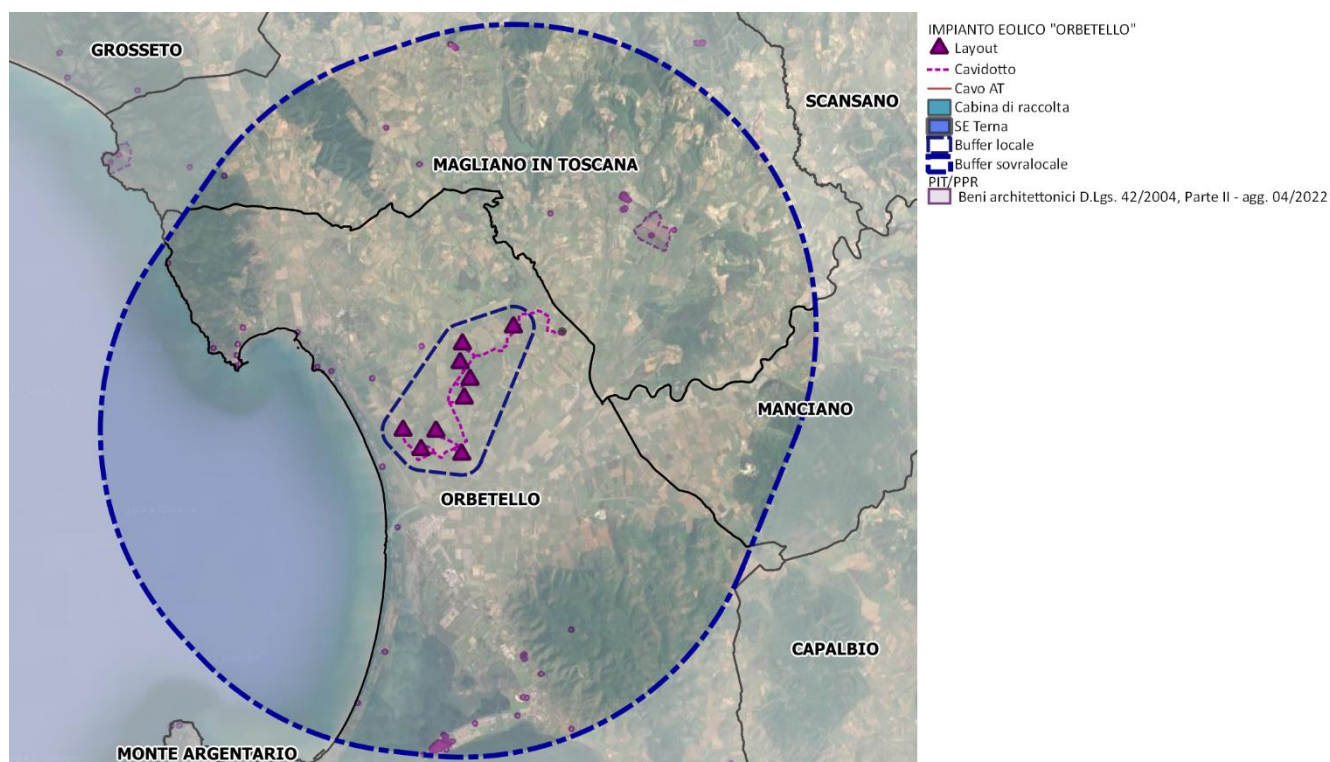


Figura 16. PIT/PPR: Beni architettonici

Il Piano eGov 2012 del Ministero per la Pubblica Amministrazione ha previsto un programma di interventi per l'innovazione digitale nel settore dei beni culturali.

Tale programma è stato sviluppato mediante il progetto "Vincoli in rete" (VIR), realizzato dall'Istituto Superiore per la Conservazione ed il Restauro, ed è una piattaforma che integra i dati sui beni architettonici, archeologici e paesaggistici detenuti dalle diverse applicazioni informatiche MiC (<http://vincoliinrete.beniculturali.it>).

VIR integra aree diverse che vanno dal censimento, alla catalogazione, alla vincolistica, alla georeferenziazione cartografica.

Il progetto Vincoli in Rete prevede:

- l'integrazione delle procedure di aggiornamento dei vincoli, disponibili nei sistemi d'origine;
- la verifica delle banche dati esistenti presso il Ministero per tutti i vincoli già emessi;
- l'accesso alla funzionalità basato sulla cartografia.

L'area sovralocale di analisi è punteggiata da alcuni immobili di interesse culturale dichiarato, in particolare aree archeologiche diffuse sul territorio extra-urbano (<http://vincoliinrete.beniculturali.it/vir/vir/vir.html>), tuttavia **le opere in progetto non interessano immobili individuati nell'ambito del progetto VIR.**

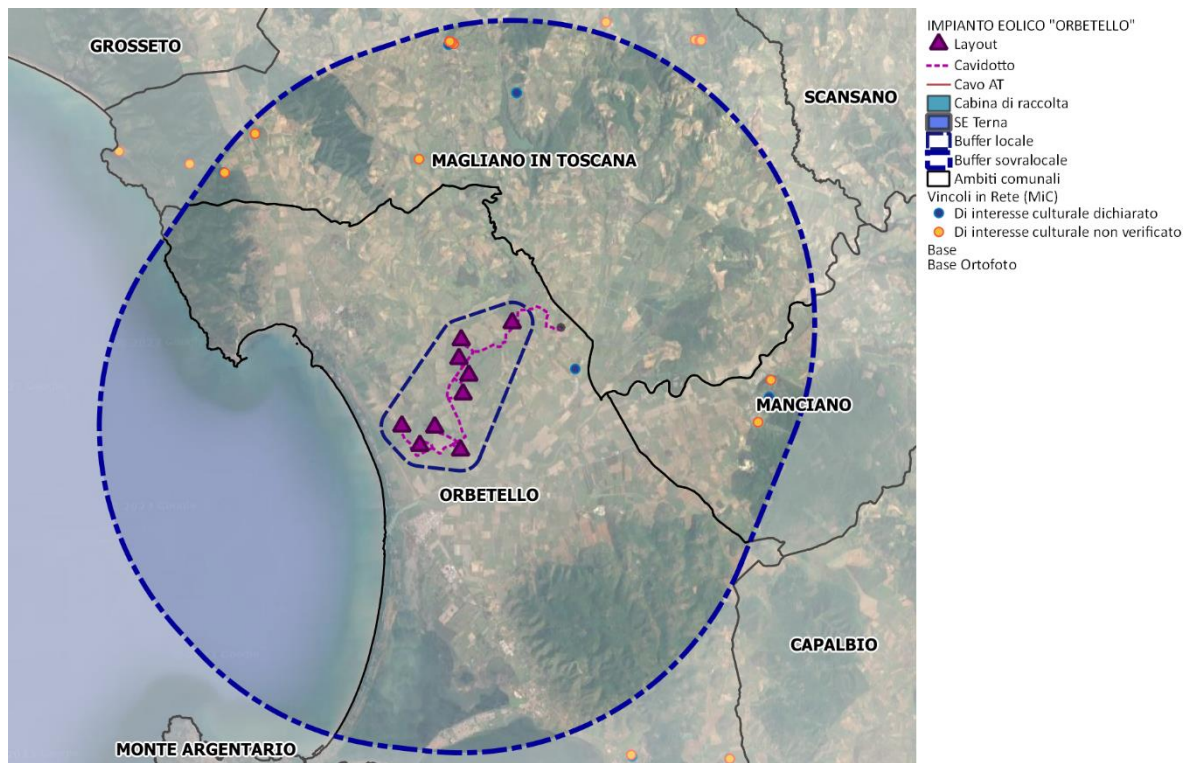


Figura 17. Progetto Vincoli in Rete

4.4 Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative 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.

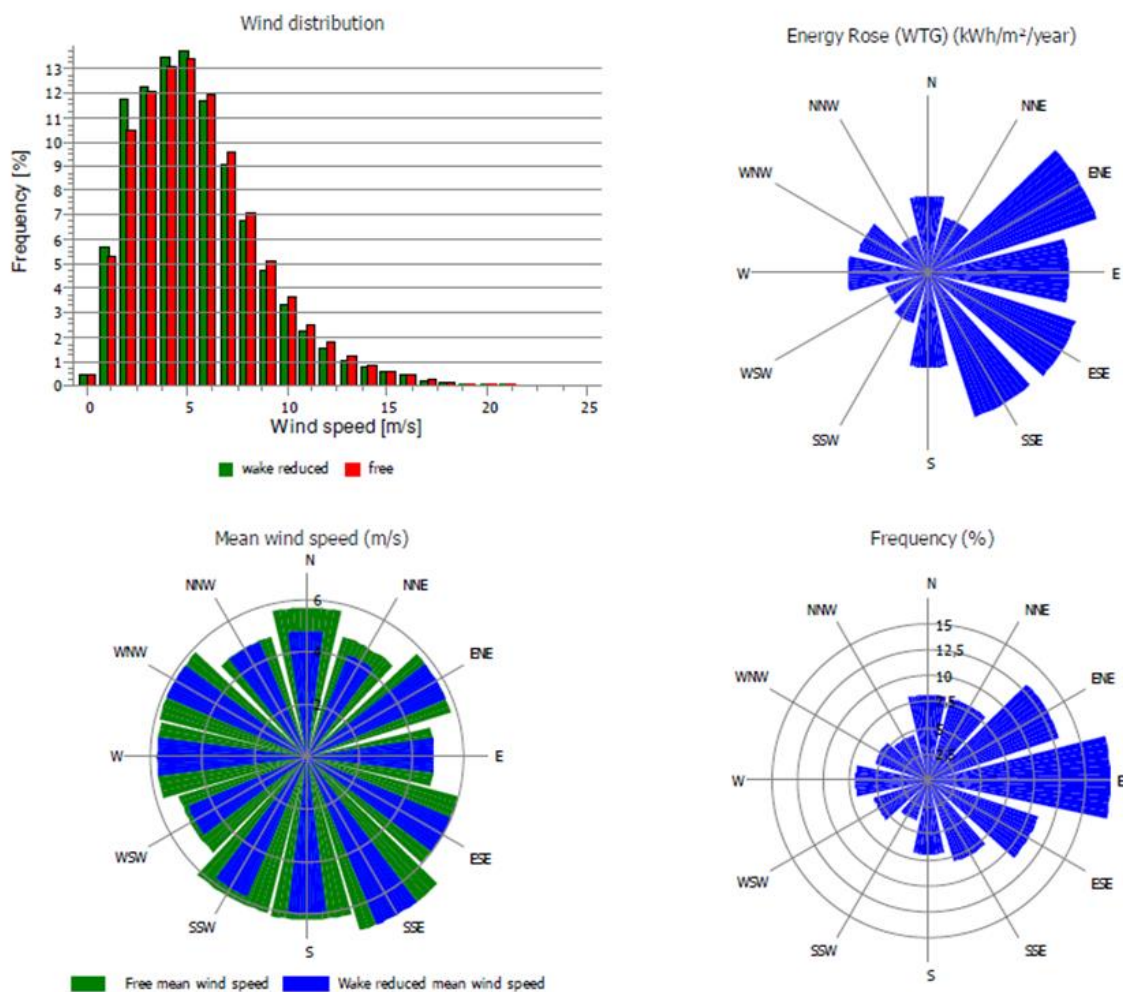


Figura 18: Analisi dei dati del vento

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.

4.4.1 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.

4.4.2 Alternative localizzative/dimensionali

L'analisi delle norme, dei vincoli e delle tutele presenti nell'area vasta di analisi (cfr. capitolo dedicato del presente SIA) ha permesso di selezionare – in base ai criteri di localizzazione di cui al D.M. 10/09/2010, alla L.R. 10/2010, alla L.R. 11/2011 come modificato dalla L.R. 56/2011, al PAER Scheda obiettivo A3 – Allegato 1 (Regione Toscana, 2015) ed al PIT/PPR – Allegato 1b (Regione Toscana, 2015) – **l'areale di riferimento** per lo sviluppo del progetto e, all'interno di questo, le **aree compatibili**.

Altre analisi multicriteri – sviluppate analiticamente anche in ambiente GIS – hanno tenuto conto anche dei seguenti aspetti:

- Norme, vincoli e tutele (di natura paesaggistico-ambientale e non solo) presenti nell'area vasta di analisi;
- Ventosità dell'area e, di conseguenza, producibilità dell'impianto (fondamentale per giustificare qualsiasi investimento economico);
- Vicinanza ad infrastrutture di rete e disponibilità di allaccio ad una stazione elettrica RTN;

- Accessibilità del sito ed assenza di ostacoli al trasporto ed all'assemblaggio dei componenti;
- Distanza da potenziali ricettori sensibili ed infrastrutture viarie con volumi di traffico incompatibili con la presenza dell'impianto.

Nello specifico il layout proposto è stato confrontato con le seguenti alternative:

- **Alternativa 1:** si tratta di **un'alternativa di localizzazione** che prevede l'installazione di 9 aerogeneratori con caratteristiche analoghe a quelle di progetto, ma situati a nord 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.

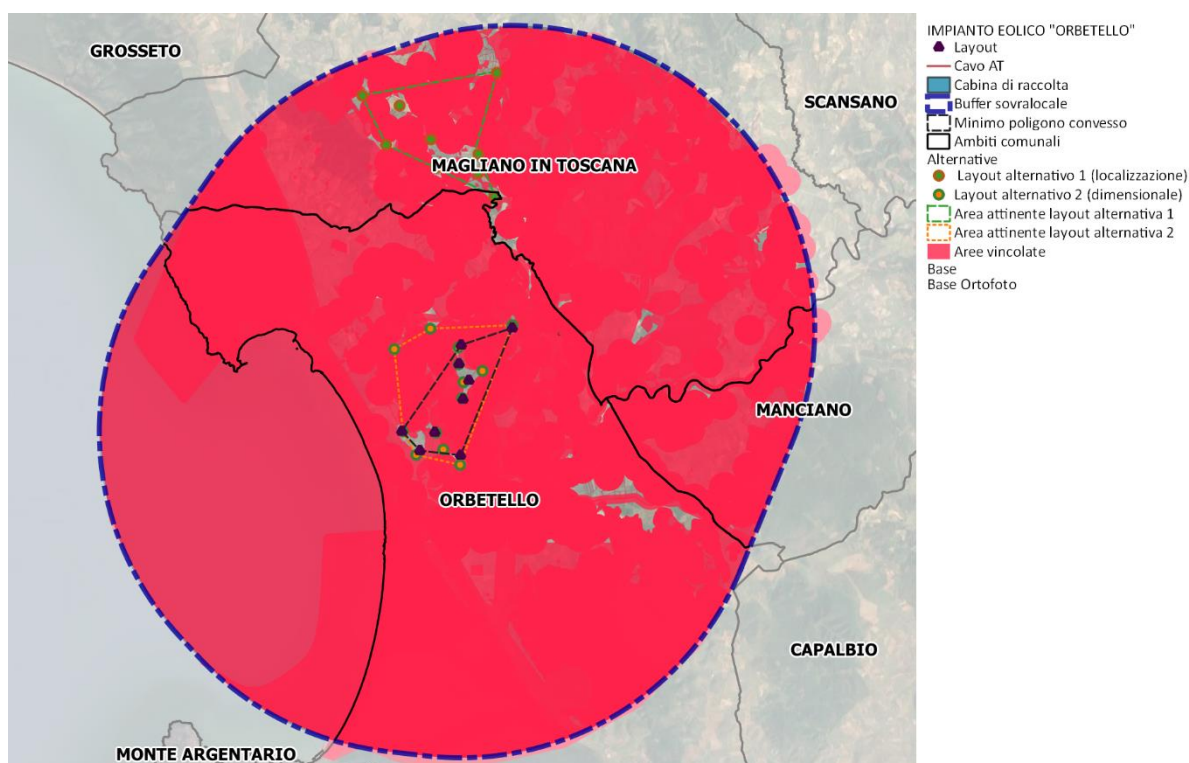


Figura 19. Individuazione dei layout alternativi nelle aree compatibili in base a norme, vincoli e tutele presenti nell'area sovralocale di analisi

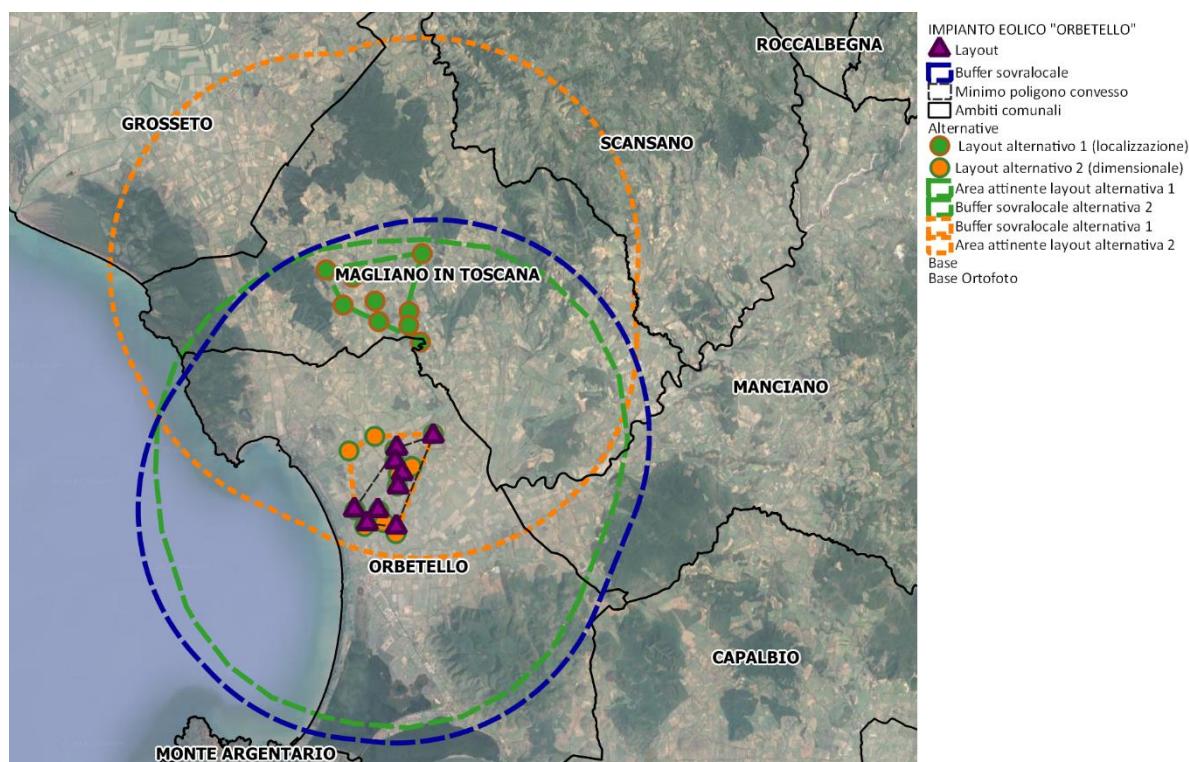


Figura 20. Localizzazione del layout di progetto e dei layout alternativi su base ortofoto

Tabella 5. Confronto dati tecnici layout di progetto e layout alternativi

Variabili considerate	Layout di progetto	Layout alternativo 1	Layout alternativo 2
N. Turbine	9	9	13
Modello	Siemens Gamesa SG170	Siemens Gamesa SG170	Siemens Gamesa SG155
Altezza Totale (m)	200	200	180
Altezza Hub (m)	115	115	102.5
Diametro rotore (m)	170	170	155
Potenza nominale WTG (MW)	6.6	6.6	4.7
Potenza complessiva (MW)	59.4	59.4	61.1

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 (v. Tabella seguente).

Tabella 6. 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 blu eventuali risultati equivalenti]

Variabili considerate	Area impianto [ha] ¹	Producibilità annua [MWh/anno] ²	Producibilità per superficie impianto [MWh/(anno*Ha)]	Producibilità per unità di ingombro visivo impianto [MWh/(anno*din³)] ³
Layout di progetto	698.86	126684	181.27	3.1
Layout alternativo 1	1009.04	109890	108.91	2.7
Layout alternativo 2	1207.21	119206	98.75	2.7

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

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

L'installazione di un numero maggiore di aerogeneratori (13 per il layout alternativo 2 vs. 9 per il layout di progetto ed il layout alternativo 1), a parità di producibilità, comporta un'occupazione di suolo maggiore e, dato le dimensioni inferiori degli aerogeneratori, un ingombro visivo minore; mentre la delocalizzazione del parco (layout alternativo 1) comporta un'occupazione di suolo maggiore a fronte di una producibilità annua paragonabile ma una producibilità per superficie di impianto quasi dimezzata.

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.

4.4.3 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. Stesse considerazioni possono essere fatte 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**, in particolare, richiederebbe, a parità di energia elettrica prodotta, un incremento notevole dell'occupazione di suolo a danno delle superfici destinate all'attività agricola, con



















ripercussioni 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 7. 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 negativi sul patrimonio agroalimentare locale. Gli interventi di mitigazione e compensazione ipotizzati per il progetto proposto bilanciano gli effetti positivi indotti dagli impianti agri-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

Categoria impatto	Biomassa	FV	AFV	Note esplicative
				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.
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.

5 Il progetto

5.1 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.

5.1.1 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 9 aerogeneratori in agro di Orbetello, tutti aventi potenza unitaria pari a 6.6 MW per una potenza complessiva di 59.4 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 maggiori centri abitati: superiore a 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 231.6 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 231.6 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 relative 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.

5.1.2 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 8.000 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 è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di estensione pari a circa 2.500 m², essa potrà eventualmente essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

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.

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 AT 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 AT si estende su circa 14.9 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 36 kV. A valle del cavidotto esterno in AT è prevista la realizzazione di una cabina elettrica di raccolta.

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 preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti.

6 Dimensionamento elettrico dell'impianto

I cavi principali AT 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 una cabina di raccolta collegata alla future SE Terna nel territorio comunale di Orbetello.

Gli aerogeneratori del parco eolico saranno suddivisi in 4 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: $6.6 \times 2 = 13.2$ MW (T08-T07-Cabina di raccolta);
- Sottocampo 2: $6.6 \times 2 = 13.2$ MW (T09-T06-Cabina di raccolta);
- Sottocampo 3: $6.6 \times 2 = 13.2$ MW (T05-T04-Cabina di raccolta);
- Sottocampo 4: $6.6 \times 3 = 19.8$ MW (T03-T02-T01-Cabina di raccolta);

CIRCUITO	ESTERNO												Cavidotto esterno
	T08-8	T07-8	T07-8	T07-8	8-7	7-6	6-5	5-4	4-3	3-2	2-1	ALLUMINIO	
TIPO CAVO	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	ALLUMINIO AREHSEE 20.8/36k	AREHSEE 20.8/36k	AREHSEE 20.8/36k
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Cosfi			0.9	0.9	0.9	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	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	13.20	13.20
Corrente di impiego	Ib	A	117.61	117.61	235.22	235.22	235.22	235.22	235.22	235.22	235.22	235.22	235.22
sezione cavo	S	mm ²	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Lunghezza linea	L	m	1749	574	574	148	1735	728	490	557	2100	2443	2443
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116
Caduta di tensione	ΔV	V	58.1	19.1	38.1	9.8	115.3	48.4	32.6	37.0	139.5	162.3	162.3
	ΔV	%	0.16%	0.05%	0.11%	0.03%	0.32%	0.13%	0.09%	0.10%	0.39%	0.45%	0.45%
PORTATA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

Circuito	Potenza	Tensione	cosfi	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale Isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	terne		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione				Portata cavo	
										numero	distanza			K1	K2	K3	K4	I _c	A
	P	Vn		I _b	S			I ₀	T	nr	m	K ^m /W	K1	K2	K3	K4	I _c	A	
T08-8	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	1	0.25	1.5	0.94	1.00	0.97	1	337	370	
T07-8	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	0.94	0.92	0.97	1	310	370	
T07-8	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	0.94	0.92	0.97	1	310	370	
8-7	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	1	0.25	1.0	0.94	1.00	0.97	1	337	370	
7-6	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	0.94	0.92	0.97	1	310	370	
6-5	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	0.94	0.92	0.97	1	310	370	
5-4	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	3	0.25	1.0	0.94	0.84	0.97	1	283	370	
4-3	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	3	0.25	1.0	0.94	0.84	0.97	1	283	370	
3-2	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	0.94	0.80	0.97	1	270	370	
2-1	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	0.94	0.80	0.97	1	270	370	
Cavidotto esterno	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	0.94	0.80	0.97	1	270	370	

Figura 21: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 1



ESTERNO											
CIRCUITO	T09-7	7-6	T06-6	T06-6	T06-6	6-5	5-4	4-3	3-2	2-1	Cavidotto esterno
TIPO CAVO	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k	ALLUMINIO AREASHEE 20,8/36k
Tensione trasporto	Vn KV	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Cosfi		0,9	0,9	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	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	13,20
Corrente di impiego	Ib A	117,61	117,61	235,22	235,22	235,22	235,22	235,22	235,22	235,22	235,22
sezione cavo	S mm ²	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Lunghezza linea	L m	327	148	922	922	1735	728	490	557	2100	21443
Resistenza della linea	R _l Ω / km	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
Reattanza della linea	X _l Ω / km	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116
Caduta di tensione	ΔV %	10,9	4,9	30,6	61,3	115,3	48,4	32,6	37,0	139,5	162,3
		0,03%	0,01%	0,05%	0,17%	0,32%	0,13%	0,09%	0,10%	0,39%	0,45%
PORTATA		VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

Circuito	Potenza P MW	Tensione Vn KV	Corrente di utilizzo Ib A	Sezione cavo S mm ²	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale I ₀ A	Temp. terreno T °C	terne		Resistività termica K ^o /m/W	fattori di correzione				Portata cavo I ₁ A	
									numero	distanza m		K1	K2	K3	K4		
T09-7	6,6	36	117,61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	1	0,25	1,0	0,94	1,00	0,97	1	337	VERIFICATO
7-6	6,6	36	117,61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0,25	1,0	0,94	0,92	0,97	1	310	VERIFICATO
T06-6	6,6	36	117,61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0,25	1,0	0,94	0,92	0,97	1	310	VERIFICATO
T06-6	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0,25	1,0	0,94	0,92	0,97	1	310	VERIFICATO
7-6	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0,25	1,0	0,94	0,92	0,97	1	310	VERIFICATO
T06-6	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0,25	1,0	0,94	0,92	0,97	1	310	VERIFICATO
5-4	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	3	0,25	1,0	0,94	0,84	0,97	1	283	VERIFICATO
4-3	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	3	0,25	1,0	0,94	0,84	0,97	1	283	VERIFICATO
3-2	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0,25	1,0	0,94	0,84	0,97	1	283	VERIFICATO
2-1	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0,25	1,0	0,94	0,84	0,97	1	283	VERIFICATO
Cavidotto esterno	13,2	36	235,22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0,25	1,0	0,94	0,84	0,97	1	283	VERIFICATO

Figura 22: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 2



ESTERNO									
CIRCUITO	T05-5	5-4	T04-4	T04-4	4-3	3-2	2-1	Cavidotto esterno	
TIPO CAVO	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k	ALLUMINIO ARE4HSEE20,8/36k
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36	36	36	36	36	36
Cosfi	Cosfi		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Sinfi	Sinfi	si	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
Corrente di impiego	I _b	A	117.61	117.61	235.22	235.22	235.22	235.22	235.22
sezione cavo	S	mm ²	240	240	240	240	240	240	240
Lunghezza linea	L	m	544	728	624	624	624	2100	2443
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116
Caduta di tensione	ΔV	V	18.1	24.2	20.7	41.5	32.6	37.0	139.5
	ΔV	%	0.05%	0.07%	0.06%	0.12%	0.09%	0.10%	0.39%
PORTATA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

Circuito	Potenza	Tensione	cosfi	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	Temp. terreno		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione						Portata cavo	
										T	°C			numero	distanza	K1	K2	K3	K4	I _c	I _l
T05-5	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	1	0.25	1.0	1.5	0.94	1.00	0.97	1	kr	A	337	VERIFICATO
5-4	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	3	0.25	1.0	1.5	0.94	0.84	0.97	1	kr	A	283	VERIFICATO
T04-4	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	1.5	0.94	0.92	0.97	1	kr	A	310	VERIFICATO
T04-4	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	1.5	0.94	0.92	0.97	1	kr	A	310	VERIFICATO
3-2	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	1.5	0.94	0.84	0.97	1	kr	A	283	VERIFICATO
2-1	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	1.5	0.94	0.84	0.97	1	kr	A	283	VERIFICATO
Cavidotto esterno	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	1.5	0.94	0.84	0.97	1	kr	A	283	VERIFICATO

Figura 23: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 3



CIRCUITO	ESTERNO										Caviddotto esterno	
	T03-3	3-2	T02-2	2-1	T01-1	T01-1	T01-1	T01-1	T01-1	T01-1		
TIPO CAVO	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	ALLUMINIO AREA4H5EE20,8/36k	
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Cosfi			0.9	0.9	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	0.4	0.4
Potenza nominale	Pn	MW	6.60	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	19.80	19.80	19.80
Corrente di impiego	I _b	A	117.61	117.61	117.61	235.22	235.22	235.22	235.22	352.83	352.83	352.83
sezione cavo	S	mm ²	240	240	240	240	240	240	240	500	500	500
Lunghezza linea	L	m	307	557	596	2100	596	596	160	160	2443	2443
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.061	0.061	0.061
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.116	0.104	0.104	0.104
Caduta di tensione	ΔV	V	10.2	18.5	19.8	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.03%	0.03%	0.03%
	ΔV	%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.03%	0.03%	0.03%
PORTATA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

CIRCUITO	Potenza	Tensione	costi	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	CAVO		Resistività termica	fattori di correzione				Portata cavo
										numero	distanza		K1	K2	K3	K4	
	P	Vn		I _b	S			I _b	T	nr	m	k ² my/W	kt	kd	kp	kr	I _c
T03-3	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	1	0.25	1.0	0.94	1.00	0.97	1	337
3-2	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	0.94	0.80	0.97	1	270
T02-2	6.6	36	0.9	117.61	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	0.94	0.92	0.97	1	310
T02-2	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	2	0.25	1.0	0.94	0.92	0.97	1	310
2-1	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	3	0.25	1.0	0.94	0.84	0.97	1	283
T01-1	13.2	36	0.9	235.22	240	ALLUMINIO	EPR	370	25	4	0.25	1.0	0.94	0.84	0.97	1	283
T01-1	19.8	36	0.9	352.83	500	ALLUMINIO	EPR	545	25	4	0.25	1.0	0.94	0.84	0.97	1	417
Caviddotto esterno	19.8	36	0.9	352.83	500	ALLUMINIO	EPR	545	25	4	0.25	1.0	0.94	0.84	0.97	1	417

Figura 24: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 4

La rete di cavidotti AT si estende per circa 14.9 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:

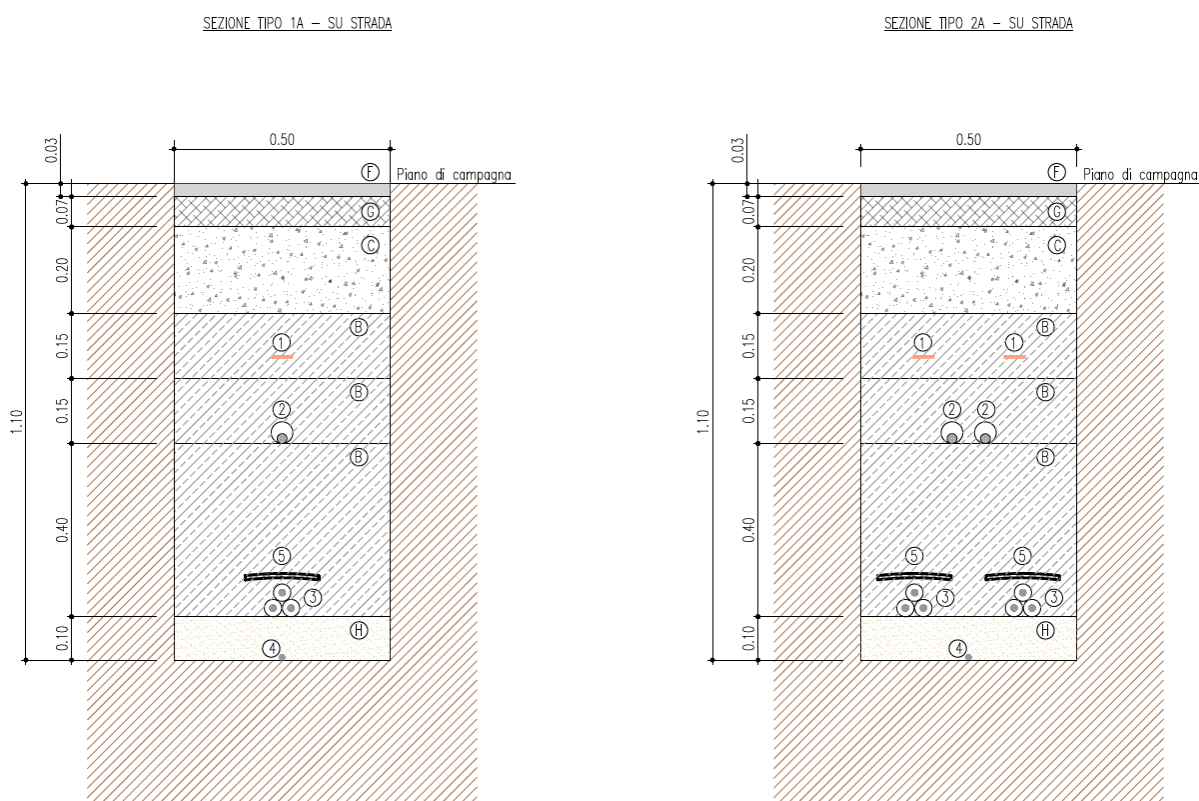
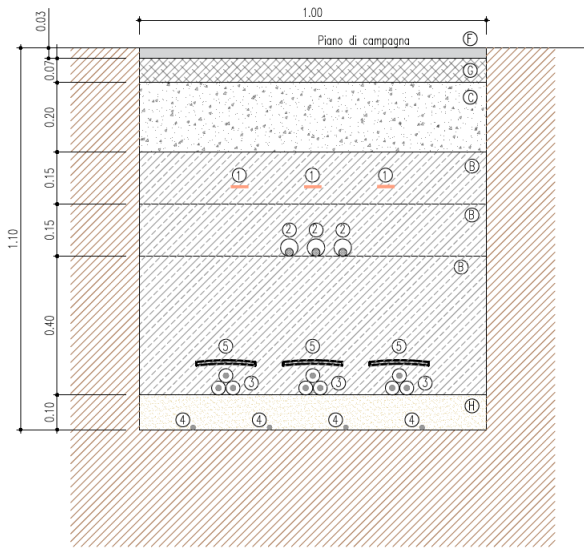


Figura 25: Tipologico cavidotto sez: 1A e 2A

SEZIONE TIPO 3A - SU STRADA



SEZIONE TIPO 4A - SU STRADA

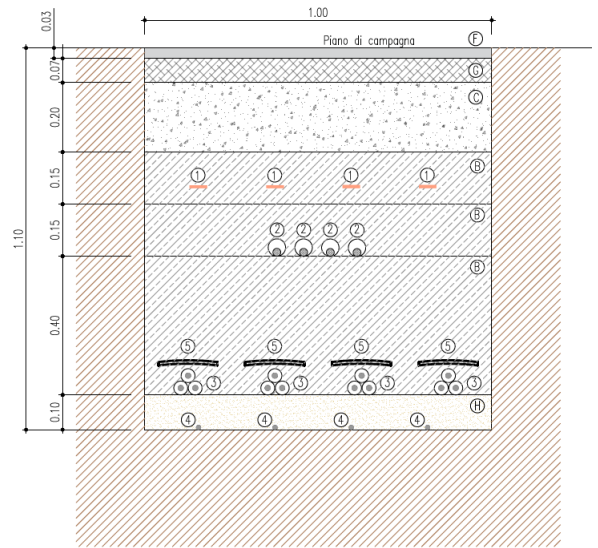
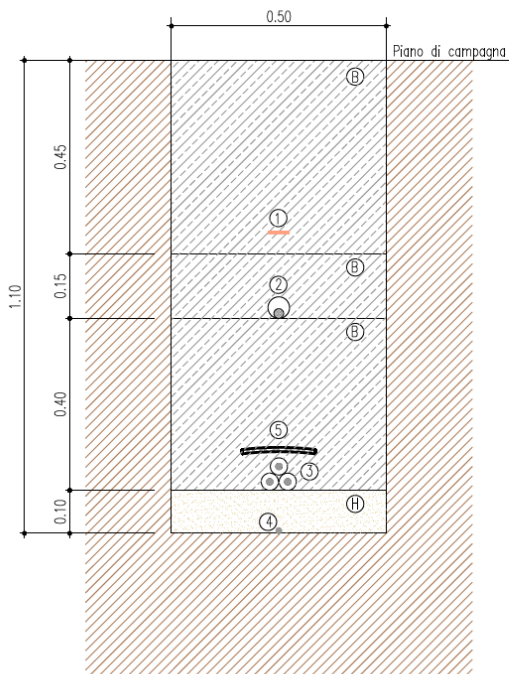


Figura 26: Tipologico cavidotto sez: 3A e 4A

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



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

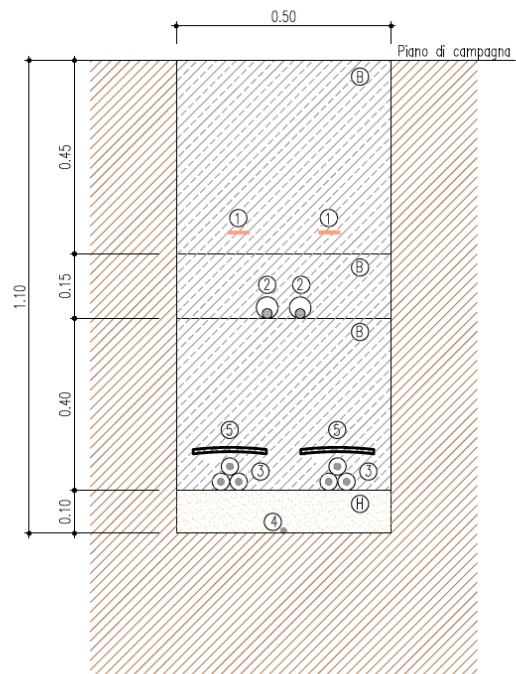


Figura 27: Tipologico cavidotto sez: 1B e 2B

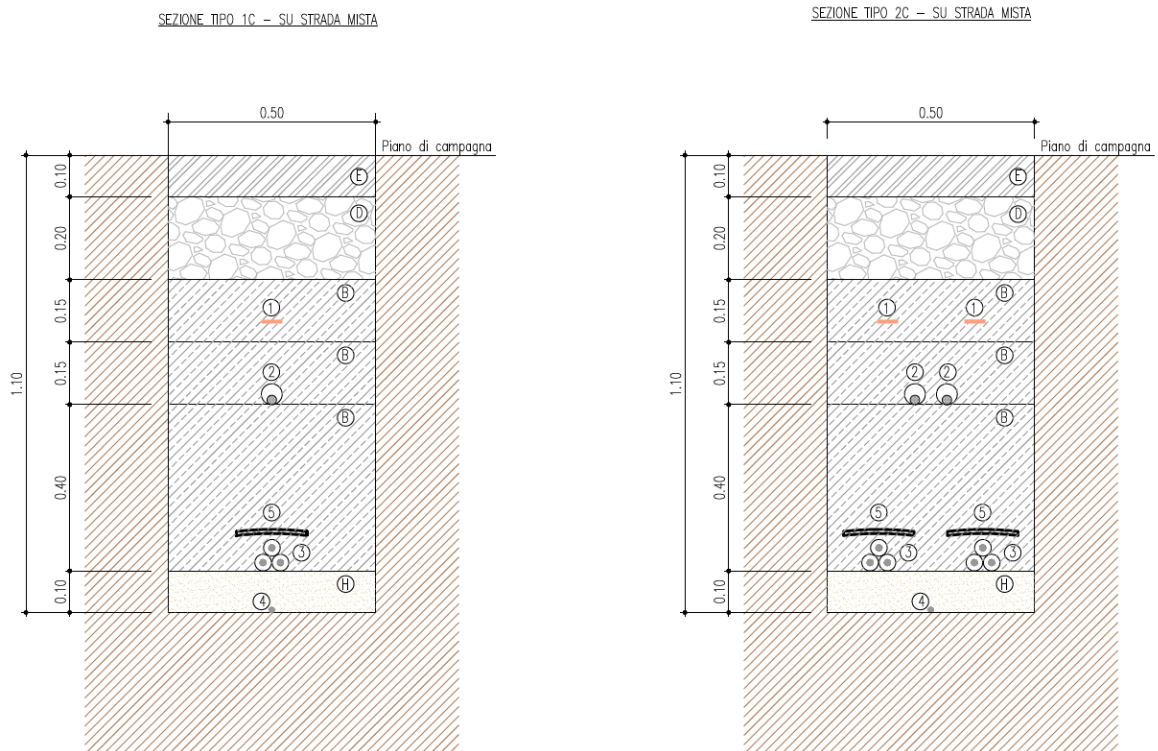


Figura 28: Tipologico cavidotto sez: 1C e 2C

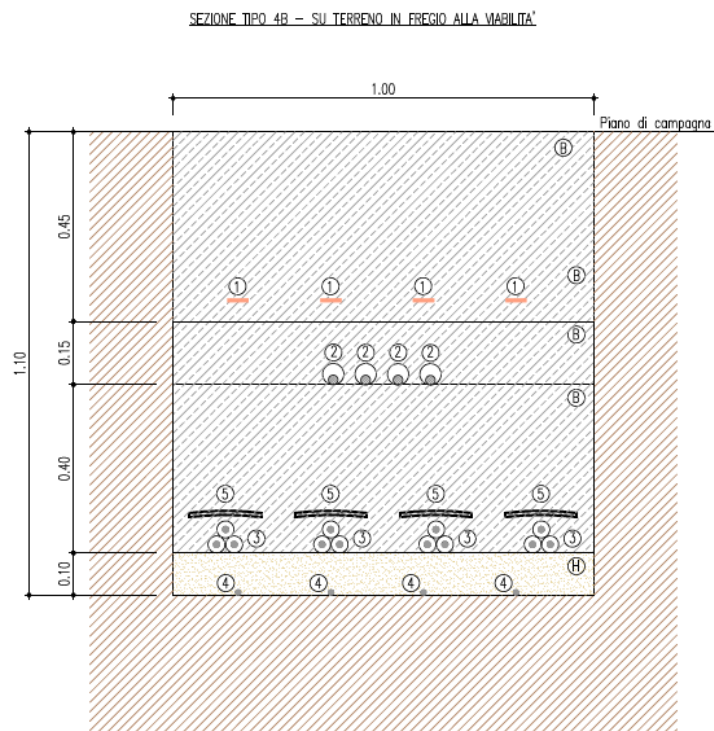


Figura 29: Tipologico cavidotto sez: 4B

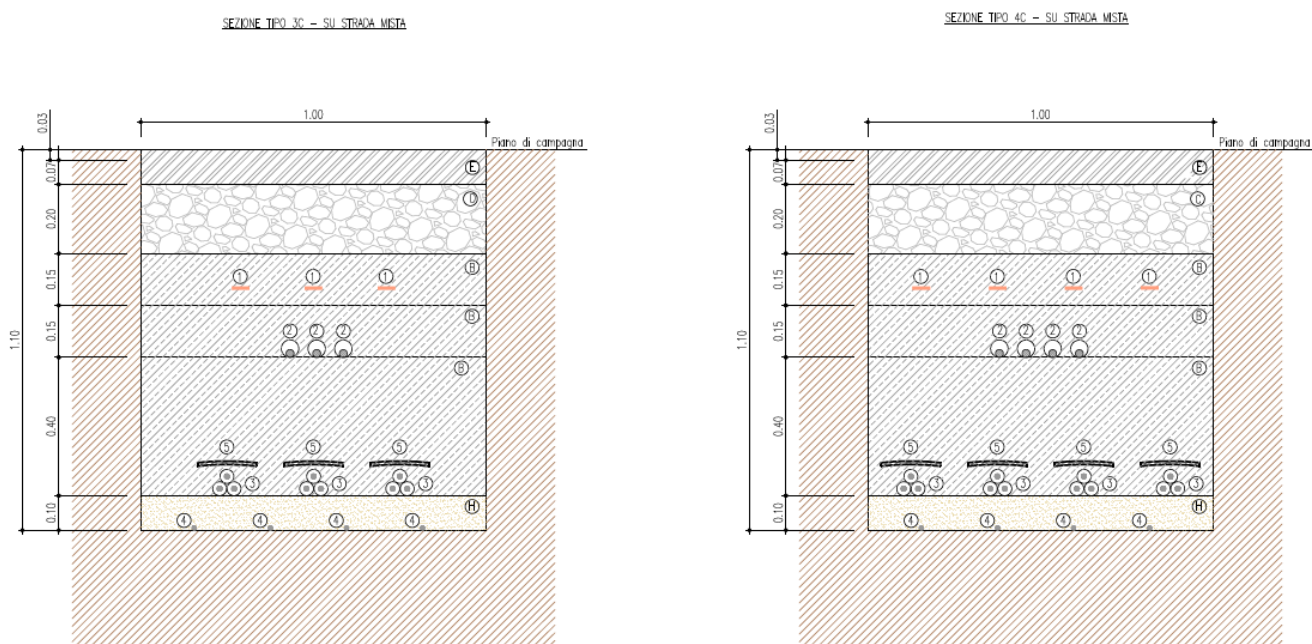


Figura 30: Tipologico cavidotto sez: 3C e 4C

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

7 Esiti 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.

7.1 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 "Orbetello" 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.

7.2 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 recettori;
- 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 8: risultati del calcolo

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R001	182	90,6	17,7	5,8	A01/C01/02
R002	121	91,6	17,9	8,9	A02
R003	120	123,1	24,0	12,0	A02
R004	139	43,1	8,4	3,6	A02
R005	0	0	0,0	0,0	A02
R006	102	88,4	17,2	10,1	A02
R007	0	0	0,0	0,0	A02
R008	0	0	0,0	0,0	A02
R009	153	89,7	17,5	6,9	A02
R010	82	27,4	5,3	3,9	A02
R011	232	198,2	38,6	10,0	A02
R012	178	137,6	26,8	9,0	A02/04
R013	108	40,6	7,9	4,4	A02/07/C06
R014	36	11,1	2,2	3,6	A02/07/D10

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R015	161	120,7	23,5	8,8	A02/08/C06
R016	0	0	0,0	0,0	A02/C02
R017	0	0	0,0	0,0	A02/C02
R018	86	73,1	14,2	9,9	A02/C02
R019	100	32,5	6,3	3,8	A02/C02
R020	150	102,2	19,9	8,0	A02/C02
R021	140	141,7	27,6	11,8	A02/C02/03
R022	118	81,6	15,9	8,1	A02/C06
R023	43	15,6	3,0	4,2	A02/C06
R024	72	34,8	6,8	5,7	A02/D10
R025	93	85,6	16,7	10,8	A02/D10
R026	78	25,2	4,9	3,8	A02/D10
R027	0	0	0,0	0,0	A02/D10
R028	0	0	0,0	0,0	A02/D10
R029	0	0	0,0	0,0	A02/D10
R030	45	10	1,9	2,6	A02/D10
R031	62	30	5,8	5,7	A02/D10
R032	65	20	3,9	3,6	A02/D10
R033	81	30,7	6,0	4,4	A02/D10
R034	179	71,2	13,9	4,7	A02/D10
R035	180	63,8	12,4	4,1	A02/D10
R036	180	63,7	12,4	4,1	A02/D10
R037	40	13,7	2,7	4,0	A02/D10
R038	0	0	0,0	0,0	A02/D10
R039	0	0	0,0	0,0	A02/D10/01
R040	51	13,6	2,7	3,1	A02/E07
R041	0	0	0,0	0,0	A02/F01
R042	120	110,3	21,5	10,7	A02/F02
R043	97	43,8	8,5	5,3	A03
R044	48	22,8	4,4	5,6	A03
R045	146	61,1	11,9	4,9	A03
R046	65	22	4,3	4,0	A03
R047	81	25,6	5,0	3,7	A03
R048	0	0	0,0	0,0	A03/02/D10
R049	0	0	0,0	0,0	A03/07/D10
R050	50	23,1	4,5	5,4	A03/C02
R051	0	0	0,0	0,0	A03/C02
R052	0	0	0,0	0,0	A03/C02

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R053	129	77,1	15,0	7,0	A03/C02/06
R054	155	63,8	12,4	4,8	A03/C06
R055	82	26,6	5,2	3,8	A03/C06
R056	83	26,5	5,2	3,7	A03/C06
R057	60	24,1	4,7	4,7	A03/D1
R058	0	0	0,0	0,0	A03/D10
R059	48	20,5	4,0	5,0	A03/D10
R060	44	18,6	3,6	4,9	A03/D10
R061	0	0	0,0	0,0	A03/D10
R062	43	14,7	2,9	4,0	A03/D10
R063	39	12,8	2,5	3,8	A03/D10
R064	36	10,9	2,1	3,5	A03/D10
R065	0	0	0,0	0,0	A03/D10
R066	0	0	0,0	0,0	A03/D10
R067	0	0	0,0	0,0	A03/D10
R068	66	37,8	7,4	6,7	A03/D10
R069	57	29,6	5,8	6,1	A03/D10
R070	47	19,8	3,9	4,9	A03/D10
R071	155	93,8	18,3	7,1	A03/D10
R072	185	129,6	25,3	8,2	A03/D10
R073	71	24,8	4,8	4,1	A03/D10
R074	84	32,4	6,3	4,5	A03/D10
R075	76	27	5,3	4,2	A03/D10
R076	128	62,4	12,2	5,7	A03/D10
R077	51	14,9	2,9	3,4	A03/D10
R078	158	103,9	20,2	7,7	A03/D10
R079	142	69	13,4	5,7	A03/D10
R080	82	27,5	5,4	3,9	A03/D10
R081	119	64,9	12,6	6,4	A03/D10
R082	40	13,3	2,6	3,9	A03/D10
R083	102	98,4	19,2	11,3	A03/D10
R084	145	128,1	25,0	10,3	A03/D10
R085	48	17,7	3,4	4,3	A03/D10
R086	86	29,7	5,8	4,0	A03/D10/07
R087	100	90,2	17,6	10,5	A03/F01
R088	101	44,1	8,6	5,1	A04
R089	182	109,4	21,3	7,0	A04
R090	91	29	5,7	3,7	A04

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R091	0	0	0,0	0,0	A04
R092	35	10,4	2,0	3,5	A04
R093	0	0	0,0	0,0	A04
R094	0	0	0,0	0,0	A04
R095	105	50	9,7	5,6	A04
R096	78	25	4,9	3,7	A04
R097	161	54,7	10,7	4,0	A04
R098	0	0	0,0	0,0	A04/C02
R099	0	0	0,0	0,0	A04/C02
R100	40	13,4	2,6	3,9	A04/C02
R101	35	12,9	2,5	4,3	A04/C02/06
R102	139	85	16,6	7,2	A04/C02/06
R103	85	24,7	4,8	3,4	A04/C06
R104	0	0	0,0	0,0	A04/C06
R105	234	136,7	26,6	6,8	A04/C06
R106	43	15,4	3,0	4,2	A04/D10
R107	172	94	18,3	6,4	A04/F01
R108	124	56,8	11,1	5,4	A07
R109	0	0	0,0	0,0	A07
R110	89	69,8	13,6	9,2	A07
R111	36	11	2,1	3,6	A07
R112	205	140,9	27,5	8,0	A07
R113	120	57,5	11,2	5,6	A07
R114	75	59,8	11,7	9,3	A07
R115	83	27,8	5,4	3,9	A07/D10
R116	92	30,8	6,0	3,9	B05
R117	72	19,7	3,8	3,2	B05/C01/02
R118	181	100,2	19,5	6,5	B07/C02
R119	100	63,7	12,4	7,4	D01
R120	40	14,8	2,9	4,3	D01
R121	43	14,2	2,8	3,9	D01
R122	46	18,3	3,6	4,7	D01
R123	137	74,4	14,5	6,4	D01
R124	93	34,3	6,7	4,3	D01
R125	130	126,7	24,7	11,4	D01
R126	79	23,4	4,6	3,5	D01
R127	44	18	3,5	4,8	D02
R128	49	21,5	4,2	5,1	D02

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R129	109	51,5	10,0	5,5	D02
R130	92	33,1	6,5	4,2	D02
R131	77	33,9	6,6	5,1	D02
R132	159	90,8	17,7	6,7	D03/C01
R133	200	129,9	25,3	7,6	D06
R134	212	155,7	30,3	8,6	D06
R135	0	0	0,0	0,0	D07
R136	42	16,7	3,3	4,6	D08
R137	67	30,4	5,9	5,3	D08
R138	36	11,3	2,2	3,7	D08
R139	43	14,6	2,8	4,0	D08
R140	50	13,4	2,6	3,1	D08
R141	39	14,3	2,8	4,3	D08
R142	39	13,2	2,6	4,0	D08
R143	37	12,2	2,4	3,9	D08
R144	116	131,9	25,7	13,3	D10
R145	145	55,1	10,7	4,4	D10
R146	0	0	0,0	0,0	D10
R147	0	0	0,0	0,0	D10
R148	70	26	5,1	4,3	D10
R149	63	27,1	5,3	5,0	D10
R150	166	240,1	46,8	16,9	D10
R151	175	376,8	73,4	25,2	D10
R152	199	321,6	62,7	18,9	D10
R153	0	0	0,0	0,0	D10
R154	0	0	0,0	0,0	D10
R155	31	8,7	1,7	3,3	D10
R156	0	0	0,0	0,0	D10
R157	0	0	0,0	0,0	D10
R158	0	0	0,0	0,0	D10
R159	0	0	0,0	0,0	D10
R160	55	16,2	3,2	3,4	D10
R161	41	8,7	1,7	2,5	D10
R162	54	27	5,3	5,8	D10
R163	71	50,3	9,8	8,3	D10
R164	165	86,7	16,9	6,1	D10
R165	127	40,3	7,9	3,7	D10
R166	98	45,1	8,8	5,4	D10

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R167	87	32,7	6,4	4,4	D10
R168	82	29,2	5,7	4,2	D10
R169	77	26,2	5,1	4,0	D10
R170	86	30,4	5,9	4,1	D10
R171	84	28,8	5,6	4,0	D10
R172	107	44,1	8,6	4,8	D10
R173	112	99,2	19,3	10,4	D10
R174	128	93	18,1	8,5	D10
R175	105	88,1	17,2	9,8	D10
R176	92	77,7	15,1	9,9	D10
R177	86	72,7	14,2	9,9	D10
R178	58	37,8	7,4	7,6	D10
R179	77	24,7	4,8	3,8	D10
R180	46	16,3	3,2	4,1	D10
R181	48	21,1	4,1	5,1	D10
R182	46	19,4	3,8	4,9	D10
R183	0	0	0,0	0,0	D10/A7
R184	47	11,5	2,2	2,9	D10/C01/02
R185	0	0	0,0	0,0	D10/C06
R186	91	29,9	5,8	3,8	E07

Nonostante il parco eolico in oggetto si inserisce in un contesto paesaggistico caratterizzata da vari nuclei abitativi sparsi, il fenomeno dello shadow flickering risulta trascurabile per la maggior parte dei ricettori presi in esame. Difatti, facendo riferimenti al **REAL CASE**, i ricettori che risultano essere esposti per un limite di ore superiore alla soglia limite di 30ore/anno sono:

Tabella 9: Tabella riepilogativa

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R011	232	198,2	38,6	10,0	A02
R134	212	155,7	30,3	8,6	D06
R150	166	240,1	46,8	16,9	D10
R151	175	376,8	73,4	25,2	D10
R152	199	321,6	62,7	18,9	D10

Dalla tabella precedente si evince che:

- I ricettori **R011** e **R134**, accatastati rispettivamente come A02 e D06, superano il limite di 30 ore/anno di una quantità minima, tale da potersi considerare trascurabile;
- I ricettori **R150**, **R151** e **R152**, accatastati tutti come D10, risultano essere maggiormente esposti. Di questi, quelli etichettati come R151 e R152 risultano essere dei possibili depositi, mentre il ricettore R152 risulta essere potenzialmente disabilitato. Di conseguenza il fenomeno, seppur presente, non produce impatti negativi.

In definitiva si porta all'attenzione come la modellazione precedentemente descritta per caratterizzare il fenomeno dello 'shadow flickering', nonostante tutte le approssimazioni fatte al fine di averne una quanto più vicina alla realtà, rappresenti ancora una stima cautelativa dei valori reali, difatti sovrastimando l'impatto effettivo. Inoltre, a causa della natura stessa del fenomeno, lo 'shadow flickering' risulta essere collocato a livello temporale durante le prime ore del mattino e al calare del sole. In entrambi i casi il sole, essendo prossimo alla linea dell'orizzonte, proietta ombre flebili e allungate molto spesso anche difficili da percepire.

In conclusione, qualora si ritenga opportuna e in accordo con i proprietari dei fabbricati sopraccitati, si può ipotizzare un intervento di mitigazione del fenomeno. Nel caso specifico, si può ipotizzare la piantumazione di specie arboree ad accrescimento rapido e compatibili con il contesto in esame localizzate perimetralmente al fabbricato in corrispondenza della congiungente ricettore-aerogeneratore maggiormente impattante, al fine di eliminare completamente il fenomeno.

7.3 Rottura accidentale degli organi rotanti

Il massimo numero di giri per minuto che l'aerogeneratore compie è pari 10.60 rpm; quindi, supponendo che la rottura della pala avvenga vicino al mozzo, ma per ragioni di sicurezza utilizzando R uguale a 83.30 m per il calcolo della velocità tangenziale, si ottiene un valore della stessa pari a 30.81 m/s.

Di seguito si riporta il grafico della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco.

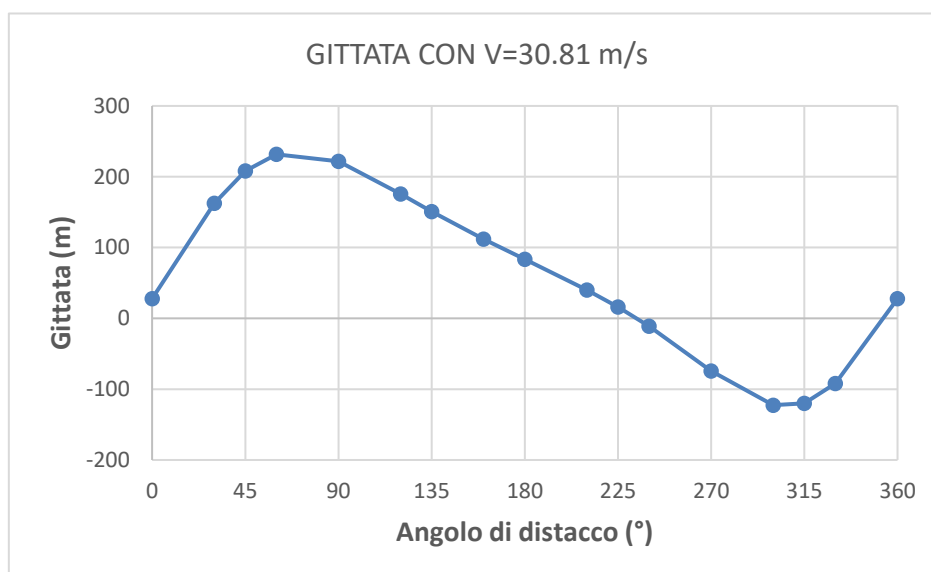


Figura 31: andamento della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco

Nel grafico si propone la gittata massima nel caso in cui si distacchi la pala dal suo baricentro con una velocità di 30.81 m/s.

La gittata massima di un frammento pari a 2/3 della lunghezza della pala, con distacco avvenuto in corrispondenza del baricentro della stessa è di circa 231.63 m.

Il valore ricavato è sicuramente compatibile con quello degli studi forniti dalle ditte produttrici.

Si sottolinea che il valore precedentemente calcolato sovrastima quello reale della gittata massima; infatti, la presenza dell'aria genera delle forze di resistenza viscoso che agendo sulla superficie del frammento ne riducono tempo di volo e distanza.

A questa azione vanno aggiunte le forze aerodinamiche di portanza che possono innescarsi sul frammento di pala in virtù del profilo aerodinamico secondo il quale vengono modellate le sezioni trasversali della pala stessa; tale portanza potrebbe addirittura prolungare il volo e allungare la distanza percorsa.

Questa possibilità è correlata, tra l'altro, al rollio, all'imbardata ed all'impennarsi della pala durante il volo. L'azione della portanza può essere ricondotta e schematizzata nei calcoli con una riduzione percentuale della forza peso.

Nella tabella seguente si riportano le gittate in funzione dell'angolo di distacco.

Tabella 10: Calcolo analitico gittata rottura organi rotanti

teta (°)	teta (rad)	SEN teta	COS teta	V (m/s)	R/3 (m)	H (m)	g (m/s ²)	L (m)
0	0.00	0.00	1.00	30.81	27.77	115.00	9.81	27.77
30	0.52	0.50	0.87	30.81	27.77	115.00	9.81	162.76
45	0.79	0.71	0.71	30.81	27.77	115.00	9.81	208.22
60	1.05	0.87	0.50	30.81	27.77	115.00	9.81	231.63
90	1.57	1.00	0.00	30.81	27.77	115.00	9.81	221.73
120	2.09	0.87	-0.50	30.81	27.77	115.00	9.81	175.62
135	2.36	0.71	-0.71	30.81	27.77	115.00	9.81	150.75
160	2.79	0.34	-0.94	30.81	27.77	115.00	9.81	112.05
180	3.14	0.00	-1.00	30.81	27.77	115.00	9.81	83.30
210	3.67	-0.50	-0.87	30.81	27.77	115.00	9.81	39.95
225	3.93	-0.71	-0.71	30.81	27.77	115.00	9.81	15.99
240	4.19	-0.87	-0.50	30.81	27.77	115.00	9.81	-10.98
270	4.71	-1.00	0.00	30.81	27.77	115.00	9.81	-74.38
300	5.24	-0.87	0.50	30.81	27.77	115.00	9.81	-122.52
315	5.50	-0.71	0.71	30.81	27.77	115.00	9.81	-120.01
330	5.76	-0.50	0.87	30.81	27.77	115.00	9.81	-91.92
360	6.28	0.00	1.00	30.81	27.77	115.00	9.81	27.77

8 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
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	
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 chiroteri - 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 - 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
Moderata	- 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 sulla componente 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.

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 fotoinserti. 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.

Le **fotosimulazioni dello stato dei luoghi post operam**, realizzate con il software SketchUp, sono state **effettuate da alcuni punti di osservazione ritenuti maggiormente significativi** con lo scopo di aggiungere un elemento qualitativo di valutazione della compatibilità del progetto, finora valutata asetticamente, esclusivamente sulla base di elaborazioni cartografiche.

Il contesto paesaggistico post-operam è stato simulato inserendo gli aerogeneratori di progetto.

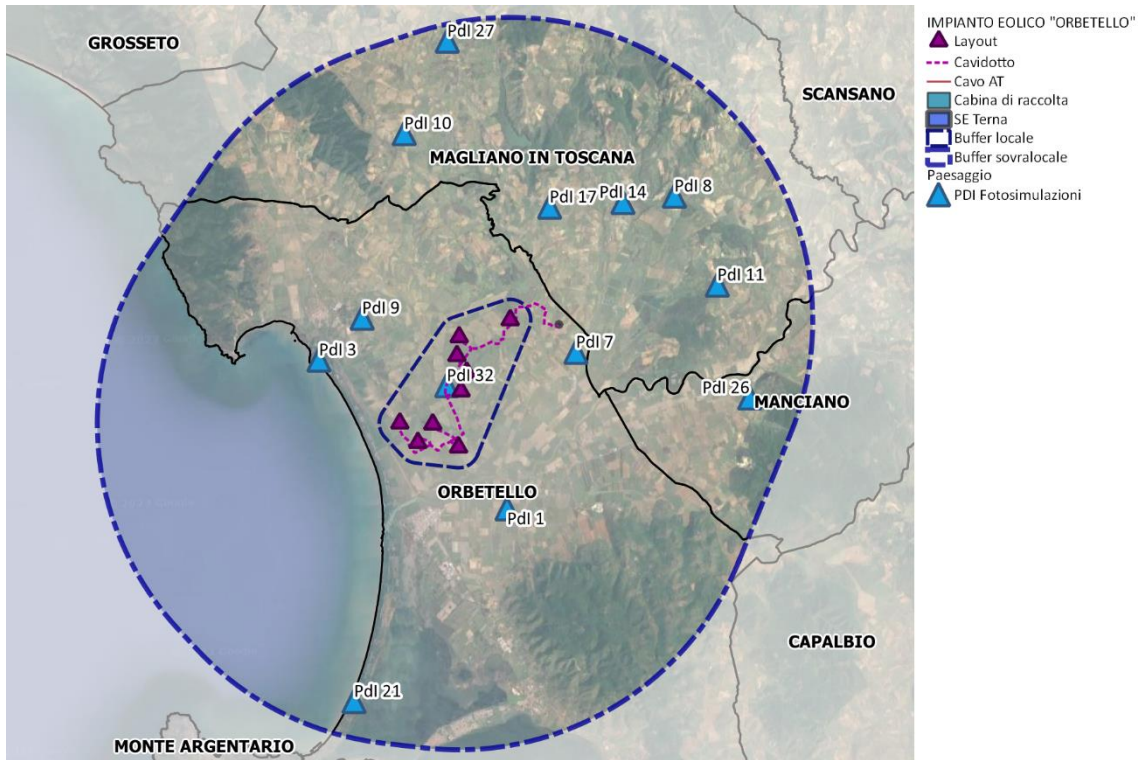


Figura 32. Mappa con localizzazione dei punti di interesse dai quali sono stati effettuati i fotoinserimenti



Figura 33 Pdl 1: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.

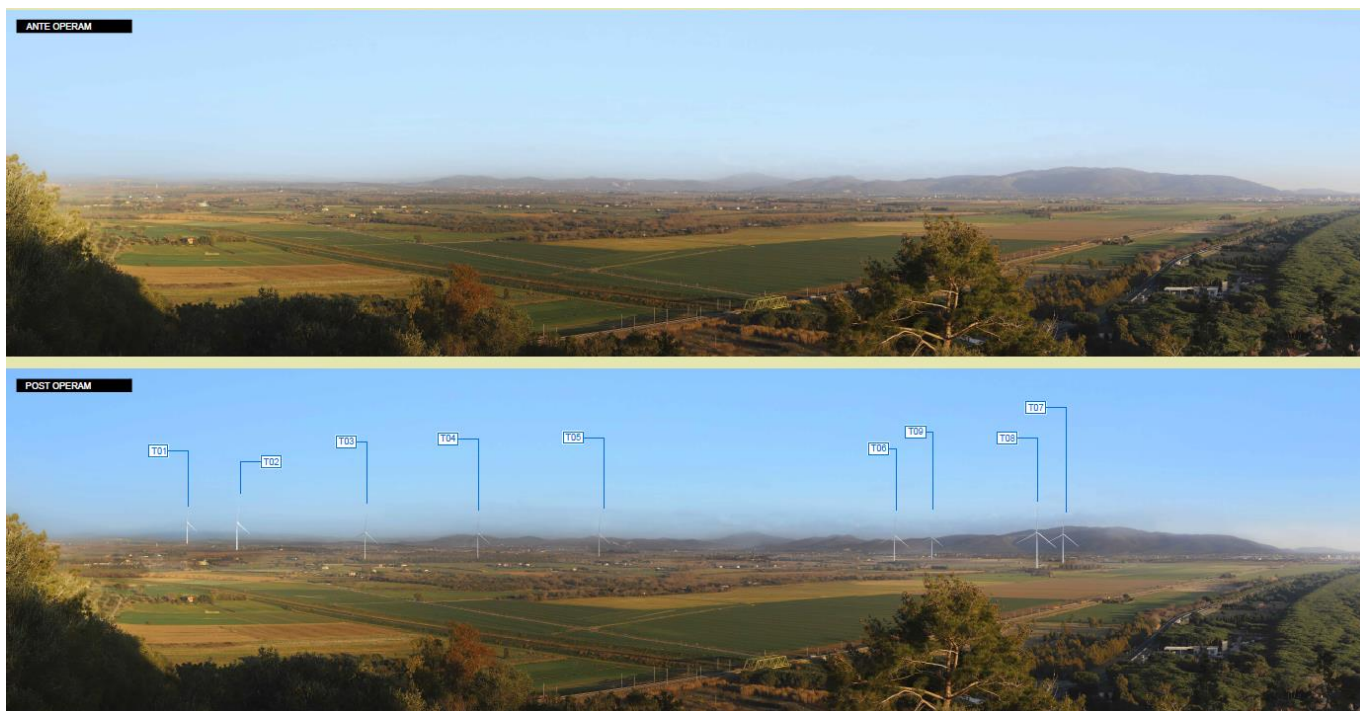


Figura 34 Pdl 3: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 35. Pdl 7: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam



Figura 36 Pdl 8: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 37. Pdl 9: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 38. Pdl 10: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 39. Pdl 11: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 40. Pdl14: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 41. Pdl 17: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam



Figura 42. Pdl 21: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.



Figura 43. Pdl 26: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam

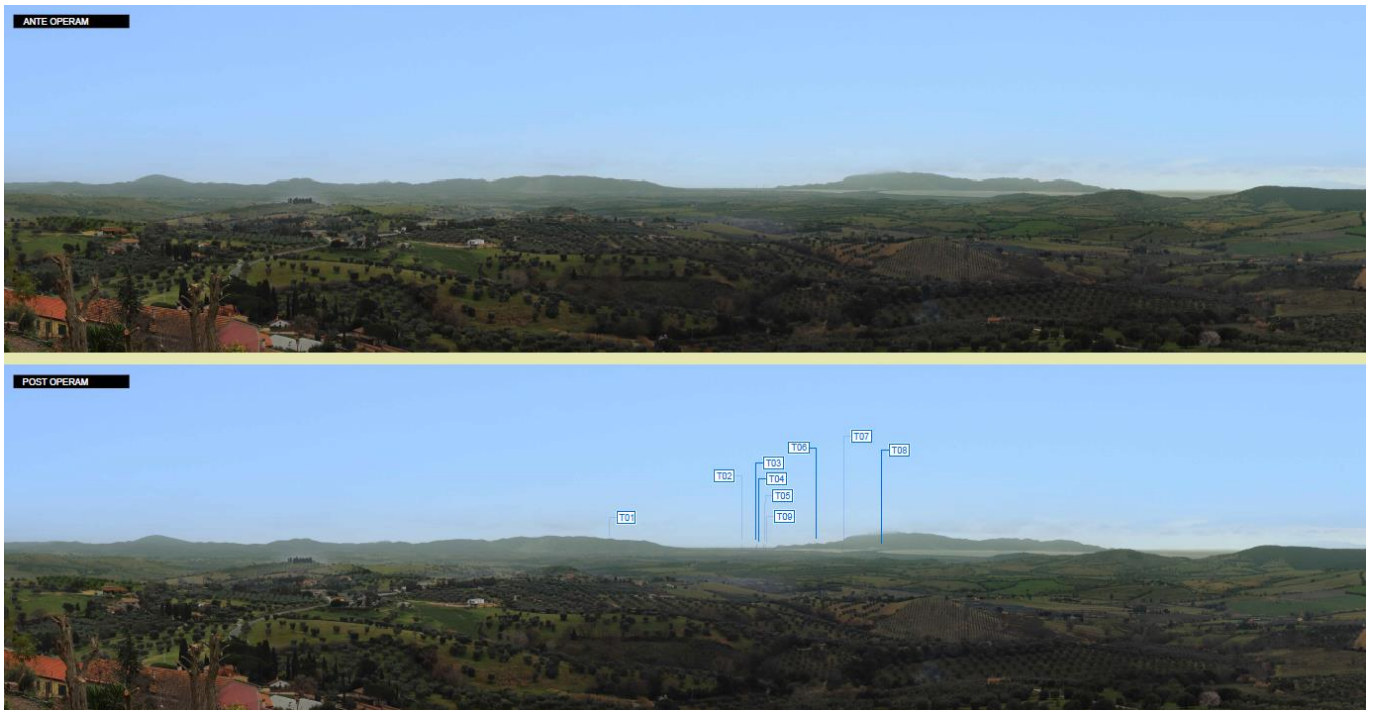


Figura 44. Pdl 27: Panoramica ante operam e Fotosimulazione post operam.

Inoltre, in ottemperanza alle linee guida per la valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici (Regione Toscana, 2012) si è proceduto ad un rilievo fotografico panoramico che mostra a 360° il territorio intorno al sito di impianto.



Figura 45. Pdl 32: 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 nella presente relazione evidenziano che **l'introduzione dell'impianto eolico di progetto determina una modifica accettabile dei valori percettivi del contesto paesaggistico di riferimento.**

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. 2983/2021), **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 "Orbetello" 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 da conferire in sito; nella tabella seguente è riportato il dettaglio dei movimenti materie.

	CER	Scavo [m ³]	Riporto altri scavi [m ³]	Volume di terreno oltre lo scotico da gestire a fine lavori [m ³]
ROAD T01	CER 17.05.04	151917	9328	-28491
ROAD T02	CER 17.05.04			
ROAD T03	CER 17.05.04			
ROAD T04	CER 17.05.04			
ROAD T05	CER 17.05.04			
ROAD T06	CER 17.05.04			
ROAD T07	CER 17.05.04			
ROAD T08	CER 17.05.04			
ROAD T09	CER 17.05.04			
BYPASS	CER 17.05.04			
AREA CANTIERE	CER 17.05.04			
Scavo terreno (rifiuto) pali di fondazione (mc)	CER 17.05.07		3256	
Esubero terreno cavidotti (mc)	CER 17.05.04		1059	
Esubero terreno plinti di fondazione	CER 17.05.04		5400	
Esubero proveniente da demolizioni di conglomerato	CER 17.03.02		204	
Esubero cls proveniente dalle demolizioni delle piste	CER 17.01.01		0	
Volume complessivo di materiale in esubero			-18571	
	TOT. CER 17.05.04 Esubero di terreno oltre scotico		-22031	

Tabella 11: Terreni da gestire a fine lavori

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 complessivo a fine lavori è pari a ca. **-22.031 mc** considerando le opere civili e i terreni in esubero delle fondazioni e dei cavidotti, dunque bisognerà convogliare in sito circa 20.000 mc di terreno.

Lo strato di conglomerato bituminoso che verrà rimosso dalla viabilità esistente per la realizzazione dei cavidotti verrà conferito in impianti di recupero come rifiuto (CER 17.03.02); tale frazione esula dalla disciplina del d.p.r. n. 120/2017 e rientra a tutti gli effetti all'interno della parte IV del d.lgs 152/06.

Il conglomerato bituminoso verrà conferito in idoneo impianto di recupero autorizzato a ricevere in ingresso rifiuti con codice CER 17.03.02.

La realizzazione del progetto genererà volumi di terreno in esubero da conferire ad idonei impianti di recupero per circa **-22.031 mc** con codice CER 17.05.04 "terre e rocce da scavo" e per **2.357 mc** con codice 01.05.07 "fanghi e rifiuti di perforazione contenenti barite, diversi da quelli di cui alle voci 010505 e 010506", **204 mc** con codice 17.03.02 "proveniente da demolizioni di conglomerato bituminoso" e **0 mc** con codice 17.01.01 proveniente dalla demolizione dei tratti cementati sulla viabilità di accesso alle piazzole.

Codice CER Rifiuto	mc
CER 17.05.04	-22.031
CER 17.05.07	2.357
CER 17.03.02	204
CER 17.01.01	0

Tabella 12 – Materiali in esubero per codice CER

Tabella 13: Movimento materie, volumi di scavi e riporti cavidotti

ID_Tracciati cavidotti	Lunghezza Scavo [m]	Larghezza Scavo [m]	Profondità [m]	Viabilità	Scavo [m ³]	Riempimento [m ³]	Volume di terreno in esubero [m ³]	Lunghezze cavi [m]
Cavidotto esterno	2443	1	1.1	1205 m su strada asfaltata (4A) + 705 m su terreno (4B) + 533 m su strada mistata (4C)	2687	2443	244	9772
T01-1	160	0.5	1.1	160 m su strada terreno (2B)	88	80	8	320
2-1	2100	1	1.1	2100 m su strada mistata (4C)	2310	2100	210	8400
T02-2	2443	1	1.1	1205 m su strada asfaltata (4A) + 705 m su terreno (4B) + 533 m su strada mistata (4C)	2687	2443	244	9772
3-2	160	0.5	1.1	160 m su strada terreno (2B)	88	80	8	320
T03-3	2100	1	1.1	2100 m su strada mistata (4C)	2310	2100	210	8400
4-3	596	0.5	1.1	6 m su strada mistata (2C) + 590 m su terreno (2B)	328	298	30	1192
T04-4	557	1	1.1	557 m su strada mistata (4C)	613	557	56	2228
5-4	307	0.5	1.1	3 m su strada mistata (1C) + 304 m su terreno (1B)	169	154	15	307
T05-5	490	1	1.1	490 m su strada mistata (3C)	539	490	49	1470
6-5	624	0.5	1.1	624 m su terreno (2B)	343	312	31	1248
T06-6	728	1	1.1	265 m su strada mistata (3C) + 463 m su strada asfaltata (3A)	801	728	73	2184
7-6	544	0.5	1.1	538 m su terreno (1B) + 6 m su strada asfaltata (1A)	299	272	27	544
T09-7	1735	0.5	1.1	1735 m su strada asfaltata (2A)	954	868	87	3470

ID_Tracciati cavidotti	Lunghezza Scavo [m]	Larghezza Scavo [m]	Profondità [m]	Viabilità	Scavo [m ³]	Riempimento [m ³]	Volume di terreno in esubero [m ³]	Lunghezze cavi [m]
8-7	922	0.5	1.1	918 m su terreno (2B) + 4 m su strada asfaltata (2A)	507	461	46	1844
T07-8	148	0.5	1.1	148 m su strada asfaltata (2A)	81	74	7	296
T08-8	327	0.5	1.1	327 m su terreno (1B)	180	164	16	327

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 ARPAT.

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 415 g/h.**

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 14: 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/km*veh		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/km*veh		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/km*veh		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 da fonte eolica (rinnovabile) determina una riduzione delle emissioni di contaminanti in atmosfera rispetto alla generazione di energia elettrica dai combustibili fossili utilizzati nel settore termoelettrico.

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 59.4 MW e con 2.152 ore equivalenti/anno di funzionamento – produrrà circa 127823.8 MWh/anno, evitando l'emissione di circa **1046.9 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (circa 52.3 ktCO₂/anno)**.

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 15.3 ktCO₂ durante tutta la fase di esercizio, riducendo l'emissione evitata a 1062.2 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (circa 53.1 ktCO₂/anno) con il bilanciamento delle emissioni prodotte/evitate in 3.5 mesi (tempo di ritorno energetico).**

In virtù di quanto sopra, l'impatto può ritenersi:

- Di **moderata sensitività** rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione del settore è moderata. Le direttive e le norme sulle emissioni di gas serra legate alla produzione di energia sono diventate sempre più stringenti negli ultimi anni, ma nell'area di interesse non vigono particolari vincoli in tale senso;
 - La sensibilità della popolazione nei confronti di tale tematica non è trascurabile ed i recettori interessati dalle emissioni evitate di gas climalteranti da un impianto eolico non possono essere circoscritti a quelli presenti nell'intorno dell'impianto;
 - La vulnerabilità ai cambiamenti indotti dalle emissioni evitate di gas serra nell'area in esame e per il periodo di esercizio dell'impianto è bassa.
- Di **elevata magnitudine positiva**, in virtù:
 - Di elevata intensità per le significative emissioni gassose evitate rispetto alla produzione degli stessi quantitativi energetici con tecnologia fossile;
 - Dell'estensione di tali effetti positivi, molto oltre l'area occupata dall'impianto;
 - Della durata temporale della riduzione di emissioni, stimabile in circa venti anni (la vita utile dell'impianto).

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

9 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.

10 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 8.000 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;

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 5.7 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 Civitavecchia;
- E80;
- SP Parrina;
- SP San Donato;
- 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 15: viaggi previsti per il trasporto dell'aerogeneratore

Quantità	Descrizione del trasporto Siemens Gamesa SG170 6.6 MW-HH 115 o similare
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.

11 Definizione degli oneri

- 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: 115 m;
- altezza complessiva massima al tip (punta): 200 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 30 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 16: Quadro economico

QUADRO ECONOMICO GENERALE (VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA PRIVATA)				
	Descrizione	Importi (€)	iva (%)	TOTALE iva compresa (€)
A)	Costo dei lavori			
A.1	Opere civili	€ 53'911'118.42	10%	€ 59'302'230.26
A.2	Oneri di sicurezza	€ 245'162.62	10%	€ 269'678.88
A.3	Opere di mitigazione	€ 89'300.00	10%	€ 98'230.00
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
	Totale A	€ 54'453'410.54		€ 59'898'751.59
B)	Somme a disposizione			
B.1)	Spese tecniche	€ 180'000.00	22%	€ 219'600.00
B.2)	Verifica Preventiva di Interesse Archeologico	€ 544'534.11	22%	€ 664'331.61
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	€ 944'134.11		€ 1'151'843.61
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)	€ 55'397'544.65		€ 61'050'595.20

11.1 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.