



REGIONE
CALABRIA



PROVINCIA DI
CATANZARO



COMUNE DI
SIMERI CRICHI



COMUNE DI
CATANZARO

PROGETTO DEFINITIVO

Progetto definitivo per la realizzazione del parco eolico "ROCCANI" e relative opere connesse nei comuni di SIMERI CRICHI (CZ) e CATANZARO

Titolo elaborato

Relazione generale

Codice elaborato

OW320190200201BW1GL9201

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. Alessandro Carmine DE PAOLA
ing. Giuseppe MANZI
ing. Mariagrazia PIETRAFESA
arch. Gaia TELESCA
ing. Flavio Gerardo TRIANI
ing. Manuela NARDOZZA
ing. Luca FRESCURA
ing. Denise TELESCA



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

Consulenze specialistiche

ARCHEOLOGIA

Paropos soc. coop.

Via G. Pecori Giraldi Maresciallo 16
90123 Palermo
www.paporos.com
muratore@pec.paporos.com

TOPOGRAFIA

Arch. Rocco CRISTOFARO

Via Senatore Todaro 92
88020 Cortale (CZ)
rocco.cristofaro@csassociati.eu
rocco.cristofaro@archiworldpec.it

GEOLOGIA

Geol. Pasquale GRECO

Via Chiusi 37
87044 Cosenza
pasquale.greco@gmail.com
pgreco64@epap.sicurezza postale.it

Committente



EDPR SUD ITALIA S.r.l.

Via Lepetit 8/10
20124 - Milano

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Luglio 2022	Prima emissione	ADP	GDS	GMA

Sommario

Relazione generale	5
1 Introduzione	6
1.1 Dati generali proponente	6
1.2 Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto	7
1.2.1 Realizzazione dell'impianto	7
1.2.2 Gestione dell'impianto	10
1.2.3 Dismissione dell'impianto	10
1.3 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale	11
1.3.1 Mortalità	13
1.3.2 Andamento economico imprese	15
1.3.3 Occupazione e reddito	18
1.3.4 Mercato del credito e finanza pubblica	20
2 Descrizione generale del progetto	21
2.1 Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzativo	23
2.2 Normativa di riferimento nazionale e regionale	23
2.3 Elenco delle autorizzazioni, nulla osta, pareri comunque denominati e degli Enti competenti per il loro rilascio compresi i soggetti gestori delle reti infrastrutturali	29
2.4 Normativa tecnica di riferimento	30
3 Descrizione stato di fatto del contesto	31
3.1 Descrizione del sito d'intervento	31
3.1.1 Inquadramento geologico e geomorfologico	31

3.1.2	Inquadramento litologico	31
3.1.3	Inquadramento sismico	32
3.1.4	Acque	33
3.1.5	Qualità delle acque superficiali	34
3.1.6	Qualità delle acque sotterranee	39
3.2	Conclusioni sull'analisi dei beni paesaggistici presenti nell'area di interesse	41
3.3	Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali	41
3.4	Alternativa “0”	42
3.5	Alternative di localizzazione	42
3.6	Alternative dimensionali	48
3.7	Alternative progettuali	48
4	Il progetto	50
4.1	Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento	50
4.2	Descrizione del progetto	56
5	Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia	64
6	Disponibilità aree ed individuazione interferenze	70
7	Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto	71
8	Esito delle valutazioni delle criticità ambientali	79
9	Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.	102
10	Criteri ed elaborati del progetto esecutivo	103

11	Relazione sulla fase di cantierizzazione	109
12	Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto	113
12.1	Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi dell'intervento	118
12.2	Cronoprogramma della producibilità	118

Relazione generale

1 Introduzione

1.1 Dati generali proponente

La presente relazione riporta i criteri di valutazione ed i risultati relativi alla progettazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica, denominato "Roccani", da realizzarsi nei territori comunali di Simeri Crichi (CZ) e Catanzaro, da parte della società EDPR SUD ITALIA S.r.l., direttamente controllata dal Socio Unico **Edp Renewables Italia Holding S.r.l.** sussidiaria Italiana della EDP Renewables, con sede legale in Via Lepetit 8/10, Milano, in qualità di proponente.

Edp_Renewables, società del gruppo EDP, è un'azienda leader globale nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nello sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici dei quali cura l'ingegneria, la costruzione per poi gestirne e sfruttarne la produzione di energia.

Costituita nel 2007, Edp_Renewables (EdpR) è diventata rapidamente una multinazionale di riferimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, presente in 14 paesi. Con una potenza installata di 12,7 GW (2021), e oltre 1.550 dipendenti di 34 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo.

Le attività di EdpR sono organizzate su tre piattaforme: On-Shore Europa & Brasile, On-Shore Nord America e Off-Shore. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units regionali (in Italia per l'appunto Edp Renewables Italia Holding srl) che forniscono le competenze sul territorio e sono a stretto contatto con le amministrazioni e le autorità locali. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EdpR, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri impianti. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le autorità e con gli enti regolatori sono un elemento essenziale per il successo di EdpR.

Edp Renewables è entrata nel mercato italiano nel 2010 acquisendo uno sviluppatore con una pipeline di progetti nel sud del Paese. Ha avviato il primo parco eolico nel 2012. Oggi EDP Renewables Italia Holding ha sede a Milano, ha due uffici regionali a Bari e Potenza e dispone di parchi eolici operativi in tutta Italia per una potenza complessiva di circa 400 MW nonché circa 200 in fase di costruzione.

Caratteristiche della fonte utilizzata

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni.

Il sito di Simeri Crichi è in corso di sviluppo da parte di **Edp Renewables Italia Holding S.r.l.** 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 Vestas V150-HH105 con potenza massima 6,0 MW o similare.

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

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

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

1.2.1 Realizzazione dell'impianto

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

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

Opere provvisionali

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

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 2.310 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; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, con un'area pari a circa 8.000 m² che potrà eventualmente solo essere pulita e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

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

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

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

Al termine dei lavori per l’installazione degli aerogeneratori, la 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 del tipo indiretto 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.

La fondazione degli aerogeneratori è su pali. Il plinto ed i pali di fondazione sono stati dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno derivanti dalle indagini geologiche e sulla base dall’analisi dei carichi trasmessi dalla torre (forniti dal costruttore dell’aerogeneratore).

La fondazione è costituita da un plinto su pali; il plinto ha un diametro pari a 21,70 m ed altezza variabile da 2,30 m (esterno gonna aerogeneratore) a 0,70 m (esterno plinto); i pali sono 12, di diametro pari a 1,00 m e lunghezza 10,00 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 (diametro platea, lunghezza e diametro pali) sia di forma (platea circolare/dodecagonale/etc., numero pali) fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

Attività di montaggio

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

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

Le strutture in elevazione saranno costituite unicamente dalla torre che rappresenta il sostegno dell’aerogeneratore, ossia del rotore e della navicella: la torre sarà composta da un

elemento in acciaio 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 105 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 stazione di connessione 36/150 kV posta in prossimità del parco, nel comune di Catanzaro (CZ), e riversata nella rete elettrica del Gestore Nazionale tramite la nuova linea a 150 kV Catanzaro -Belcastro-Mesoraca-Calusia prevista dal piano di Sviluppo TERNA.

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 ad alta 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 Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) per la successiva immissione in rete, percorreranno lo stesso tracciato della viabilità di servizio prevista per i lavori di costruzione e gestione del parco eolico. Nelle aree esterne a quelle interessate dai lavori i tracciati sfrutteranno

per quanto possibile la viabilità pubblica principalmente al fine di minimizzare gli impatti sul territorio interessato. Essi attraverseranno i territori comunali di: Simeri Crichi e Catanzaro localizzati in provincia di Catanzaro.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Utente 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.

La stazione elettrica

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202001125 del 31.05.2022), prevede che il futuro impianto eolico venga collegato **in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica della RTN da inserire in entra-esce sulla linea 150 kV “Calusia – Mesoraca – Belcastro” nel territorio comunale di Catanzaro, previa realizzazione degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna nell’area (Intervento 521-P – Elettrodotto 150 kV “Catanzaro – Belcastro – Mesoraca – Calusia”).**

1.2.2 Gestione dell’impianto

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

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

1.2.3 Dismissione dell’impianto

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

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

Una volta esaurita la vita utile dell’impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell’intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili garantiti da idonee fidejussioni ai sensi del DM del 10 settembre 2010.

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

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

Per le piazzole sono previsti i seguenti interventi:

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

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

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

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

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

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

Per valutare coerentemente l'inserimento dell'opera nel territorio di sua pertinenza, si è ritenuto opportuno analizzare quello che è il contesto all'interno del quale i comuni interessati dal progetto ricadono.

Il quadro demografico italiano è caratterizzato da un decremento della popolazione residente dal 2015 ad oggi pari al 3%, mentre in Calabria si registra un calo più sostenuto pari al 5,5%. Tale tendenza è confermata dalla provincia di Catanzaro, che si attesta su un decremento del 4,8%, e dal comune di Catanzaro, con una diminuzione del 4,3%, mentre il comune di Simeri Crichi mantiene una popolazione abbastanza stabile nel periodo considerato, rilevando una leggera diminuzione pari all'1.7% (ISTAT, 2015-2022).

La densità di popolazione nel 2022 del comune di Simeri Crichi, pari a 97.6 ab/km², risulta inferiore alla media nazionale (195,3 ab/km²), a quella regionale (121,2 ab/km²) ed a quella provinciale (141,6 ab/km²), mentre la densità abitativa del comune di Catanzaro (capoluogo dell'omonima provincia e della regione), pari a 758,9 ab/km², è nettamente superiore sia alla media regionale che provinciale.

Tabella 1: Popolazione residente nell'area di interesse al 01.01 (Fonte: Istat, 2015-2022)

Territorio	Sup (km ²)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Italia	302.068,26	60.795.612	60.665.551	60.589.445	60.483.973	59.816.673	59.641.488	59.236.213	58.983.122
Calabria	15.221,62	1.951.733	1.943.085	1.935.097	1.924.257	1.912.021	1.894.110	1.860.601	1.844.586
Prov. Catanzaro	2.415,41	359.072	357.926	356.897	355.000	352.065	349.344	344.439	341.991

Simeri Cricchi	46,74	4.642	4.612	4.611	4.590	4.589	4.575	4.673	4.562
Catanzaro	112,72	89.372	89.216	88.978	88.615	88.085	87.397	86.183	85.544

La crisi pandemica da Covid-19 ha esercitato un forte impatto sui comportamenti demografici e ha causato un forte stress sulle strutture sanitarie che si è riflesso sulla capacità di prevenzione e cura delle malattie; inoltre, l'eccesso di mortalità ha ridotto sensibilmente la speranza di vita.

La tendenza demografica italiana, dunque, si conferma verso il basso, con dinamiche deboli sul versante del ricambio della popolazione: nel 2020 c'è stato un record minimo di nascite, un alto numero di decessi, un basso saldo migratorio ed un innalzamento ulteriore dell'età media, ma un forte abbassamento del livello di sopravvivenza a causa dell'elevato rischio di mortalità soprattutto nelle fasce di età avanzata.

I grafici riportati di seguito, detti Piramide delle Età, rappresentano la distribuzione della popolazione residente nella provincia di Catanzaro per età, sesso e stato civile al primo gennaio 2020 ed 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 2020 (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.

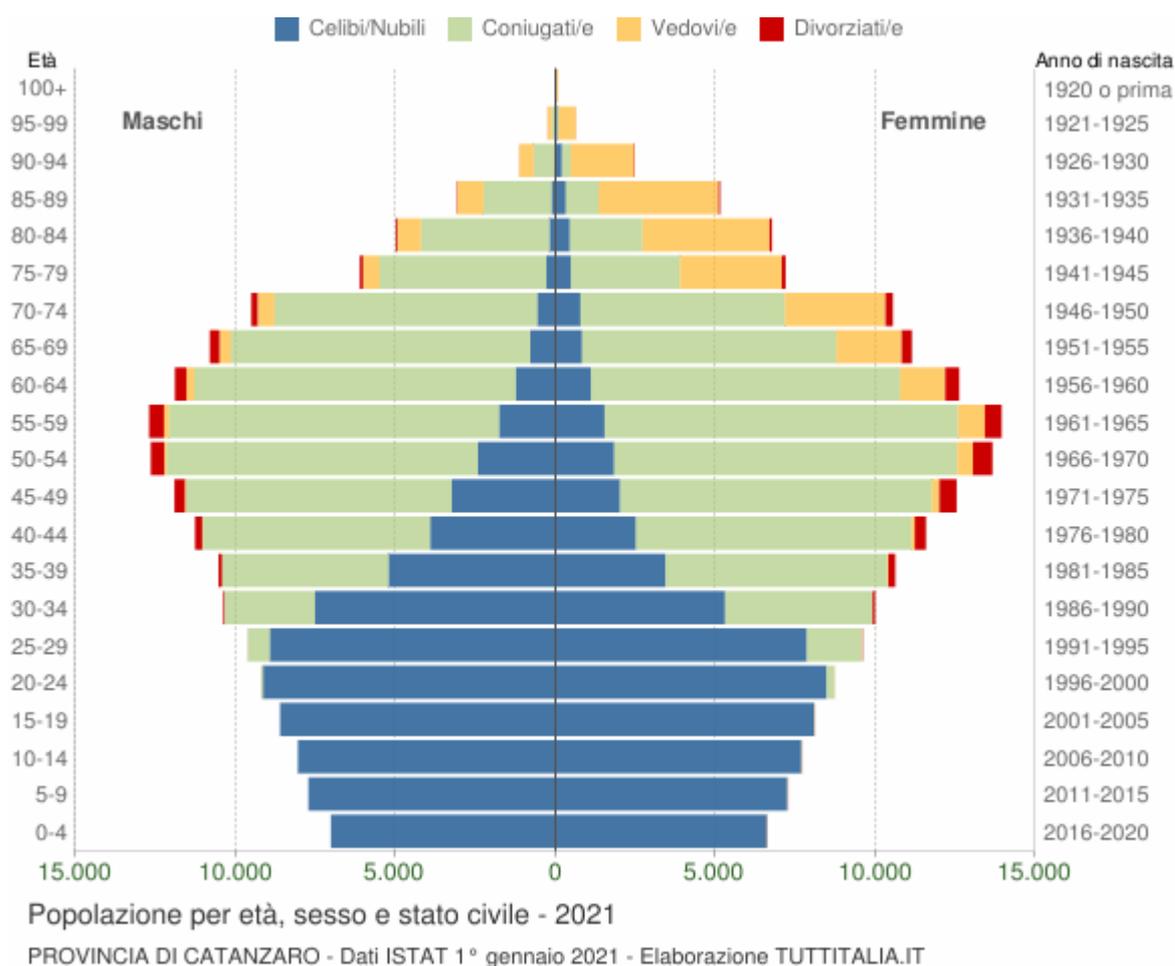


Figura 1: Distribuzione della popolazione residente per età e stato civile in provincia di Catanzaro (Dati Istat 2021)

1.3.1 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>.

Il sistema permette una lettura integrata del territorio italiano utile alle istituzioni per il governo del territorio e ad un'utenza specializzata. I dati sono disponibili anche in serie storiche così da analizzare l'evoluzione dei diversi fenomeni negli ambiti territoriali di interesse.

Tabella 2. Tassi di natalità e mortalità nella provincia di Catanzaro (Fonte: Istat 2017-2020) – p = dato provvisorio

Territorio: provincia di Catanzaro				
Indicatore	2018	2019	2020	2021 ^p
Tasso di natalità (per 1000 ab)	7,6	7,4	7,2	7,1
Tasso di mortalità (per 1000 ab)	10,8	10,4	10,8	11,9

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 presi in considerazione, seguita dai tumori e dalle malattie del sistema respiratorio.

Tabella 3. Mortalità per territorio e causa di morte (Fonte: Istat, 2019)

Causa di morte	Italia	Calabria	Prov. Catanzaro
Alcune malattie infettive e parassitarie	14.673	321	81
Tumori	179.305	4.538	955
Malattie del sangue e degli organi ematopoietici ed alcuni disturbi del sistema immunitario	3.406	130	18
Malattie endocrine, nutrizionali e metaboliche	28.943	1.308	279
Disturbi psichici e comportamentali	26.066	573	109
Malattie del sistema nervoso e degli organi di senso	30.376	669	116
Malattie del sistema circolatorio	222.448	8.087	1.662
Malattie del sistema respiratorio	53.657	1.523	307
Malattie dell'apparato digerente	23.208	669	128
Malattie della cute e del tessuto sottocutaneo	1.521	32	3
Malattie del sistema osteomuscolare e del tessuto connettivo	3.626	108	28
Malattie dell'apparato genitourinario	12.491	375	76
Complicazioni della gravidanza, del parto e del puerperio	12	-	-
Alcune condizioni morbose che hanno origine nel periodo perinatale	678	49	12
Malformazioni congenite ed anomalie cromosomiche	1.273	26	5
Sintomi, segni, risultati anomali e cause mal definite	15.345	604	74
Cause esterne di traumatismo e avvelenamento	24.428	833	171
Totale	641.456	19.845	4.024

Nel 2020 si sono registrati in Italia 746.146 decessi per il complesso delle cause (+100.526 rispetto alla media 2015-2019 pari al 15,6% di eccesso): il contributo alla mortalità dei decessi Covid-19 da marzo a dicembre 2020 (per il complesso delle cause) è stato, a livello medio nazionale, del 10,2%, con differenze tra le varie ripartizioni geografiche (14,5% del Nord, 6,8% del Centro e 5,2% del Mezzogiorno) e fasce di età (4,6% del totale nella classe 0-49 anni, 9,2% in quella 50-64 anni, 12,4% in quella 65-79 anni e 9,6% in quella di 80 anni o più).

La mortalità dell'intero Paese, misurata attraverso i tassi di mortalità standardizzati per età, ha registrato un aumento del 9% rispetto alla media del quinquennio 2015-2019.

Il livello di istruzione gioca un ruolo chiave nei differenziali di sopravvivenza sul territorio: nelle aree geografiche in cui l'incremento della mortalità è stato maggiore si è osservata una mortalità più elevata nelle persone meno istruite.

Il dettaglio per età evidenzia il drammatico impatto dell'epidemia sulla popolazione di età più avanzata: il contributo più rilevante all'aumento dei decessi dell'anno 2020, rispetto alla media degli anni 2015-2019, è dovuto all'incremento dei morti ultraottantenni, che spiega il 76,3% dell'eccesso di mortalità complessivo, seguiti dalla classe di età 65-79 anni, che spiega un altro 20% dell'eccesso di decessi.

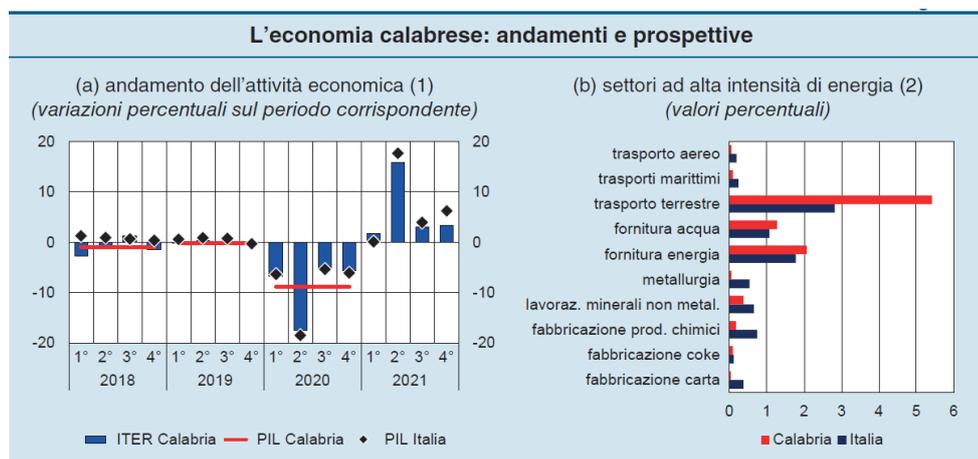
La crescita dei casi di positivi al Covid-19 e dei decessi si protrae nei primi mesi del 2021. Da marzo 2021 si cominciano ad osservare gli effetti positivi della campagna vaccinale che ha prioritariamente puntato a proteggere la popolazione più fragile: da un lato l'eccesso di decessi di marzo 2021, rispetto al dato medio dello stesso mese del periodo 2015-2019, continua ad essere

attribuibile per oltre il 90% ai morti di 65 anni e più, mentre dall'altro, rispetto al picco di decessi di marzo 2020, il calo è riscontrabile in tutte le età, dovuto soprattutto alla classe con 80 anni o più.

1.3.2 Andamento economico imprese

La pandemia di Covid-19, delineatasi in Italia dai primi mesi del 2020, ha determinato forti ripercussioni sul sistema economico regionale, tuttavia nel 2021 l'economia calabrese è stata caratterizzata da una significativa ripresa, seppure ancora insufficiente a colmare il calo osservato durante la crisi pandemica, come evidenziato dal Rapporto annuale 2022 redatto dalla Banca d'Italia (<https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/economie-regionali/index.html>): secondo quanto stimato dall'indicatore trimestrale delle economie regionali (ITER) sviluppato dalla Banca d'Italia, l'attività economica in Calabria è cresciuta del 5,7% rispetto al 2020, un dato sostanzialmente in linea col Mezzogiorno ma inferiore di circa un punto percentuale alla media nazionale. La ripresa, in particolare, ha tratto vantaggio dall'allentamento delle precedenti misure di restrizione, reso possibile anche dall'accelerazione della campagna vaccinale., mentre l'uscita graduale delle misure di sostegno introdotte durante l'emergenza Covid-19, grazie al rafforzamento del quadro congiunturale, non ha generato rilevanti contraccolpi negativi.

Alla fine del 2021, e poi nei primi mesi del 2022, si è nuovamente registrato un rallentamento del ciclo economico, su cui ha inciso da una parte la nuova ondata epidemica legata alla variante Omicron e dall'altra l'incremento dei costi energetici, che si è poi particolarmente acuito da fine febbraio con lo scoppio della guerra in Ucraina. Le conseguenze negative del conflitto risultano diffuse tra le imprese calabresi, sebbene più forti nei settori ad alta intensità energetica che pesano per il 9,6% del totale del valore aggiunto regionale (8,5% in Italia):



Fonte: per il pannello (a), elaborazioni su dati Istat, Inps e Infocamere; per il pannello (b), Banca d'Italia e Istat. Cfr. nelle Note metodologiche. Rapporti annuali regionali sul 2021 la voce Esposizione delle economie regionali al rincaro delle materie prime energetiche.

(1) ITER è un indicatore della dinamica trimestrale dell'attività economica territoriale sviluppato dalla Banca d'Italia. Le stime dell'indicatore regionale sono coerenti, nell'aggregato dei quattro trimestri dell'anno, con il PIL regionale rilasciato dall'Istat per gli anni fino al 2020. Per la metodologia adottata si rinvia a V. Di Giacinto, L. Monteforte, A. Filippone, F. Montaruli e T. Ropele, ITER: un indicatore trimestrale dell'economia regionale, Banca d'Italia, Questioni di economia e finanza, 489, 2019. – (2) Quota del valore aggiunto dei primi 10 settori per intensità di energia.

Figura 2. Andamenti attività economica regionale (Fonte: Banca d'Italia - Relazione annuale 2022 Calabria)

Le oscillazioni nei mercati di energia e materie prime hanno determinato forti rialzi dei costi di produzione, assorbiti sia da una riduzione dei margini di profitto che da un incremento dei prezzi di vendita, incidendo sul potere di acquisto delle famiglie, specialmente quelle meno abbienti (più

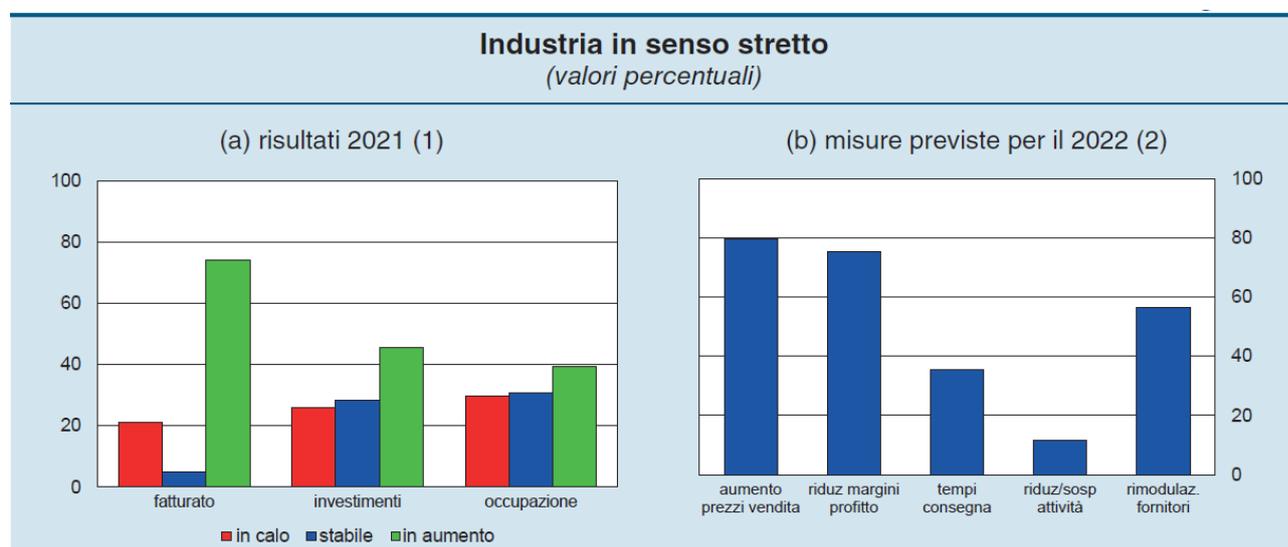
diffuse in Calabria rispetto al resto dell'Italia) per le quali è maggiore la quota di consumi assorbita da beni particolarmente interessati dagli aumenti (come elettricità, gas e prodotti alimentari).

Nel 2021, dopo le forti ripercussioni generate dall'emergenza Covid-19, il fatturato delle imprese ha registrato una diffusa risalita.

Il valore aggiunto a prezzi costanti del settore primario è cresciuto del 6% rispetto all'anno precedente (-0,8% in Italia), tornando su livelli simili a quelli del 2019. L'andamento rimane trainato dalle colture tradizionali (in particolare olive ed arance), tuttavia il ruolo dei prodotti con il riconoscimento di qualità (DOP, IGP, STG) resta modesto.

Nella prima parte del 2022 il settore agricolo ha risentito fortemente degli effetti del conflitto in Ucraina, in particolare l'incremento dei costi energetici e di approvvigionamento di materie prime (quali mangimi e fertilizzanti).

La ripresa dell'attività economica è stata più rapida ed intensa nel settore industriale, seppur l'operatività ha rallentato nell'ultima parte dell'anno per effetto della risalita dei contagi e, soprattutto, del perdurare delle tensioni sulle catene di fornitura.



Fonte: Banca d'Italia, *Indagine sulle imprese industriali e dei servizi*; cfr. nelle *Note metodologiche. Rapporti annuali regionali sul 2021* la voce *Indagine sulle imprese industriali e dei servizi (Invind)*.

(1) Quota di imprese del campione con fatturato, investimenti e occupazione in aumento (>1,5, >3,0, >1,0 per cento rispettivamente), stabile o in calo (<-1,5 per cento, <-3,0, <-1,0 per cento rispettivamente). Fatturato e investimenti sono valutati a prezzi correnti – (2) Misure che le imprese del campione prevedono di adottare entro la fine del 2022. Ogni impresa poteva fornire più risposte, di conseguenza la somma delle quote può superare il 100 per cento.

Figura 3. Fatturato a prezzi costanti imprese (Fonte: Banca d'Italia - Relazione annuale 2022 Calabria)

La crescita dei ricavi nominali è stata influenzata, oltre che dalla ripresa dei volumi produttivi, anche dal rialzo dei prezzi di vendita innescata dall'aumento dei costi degli input produttivi.

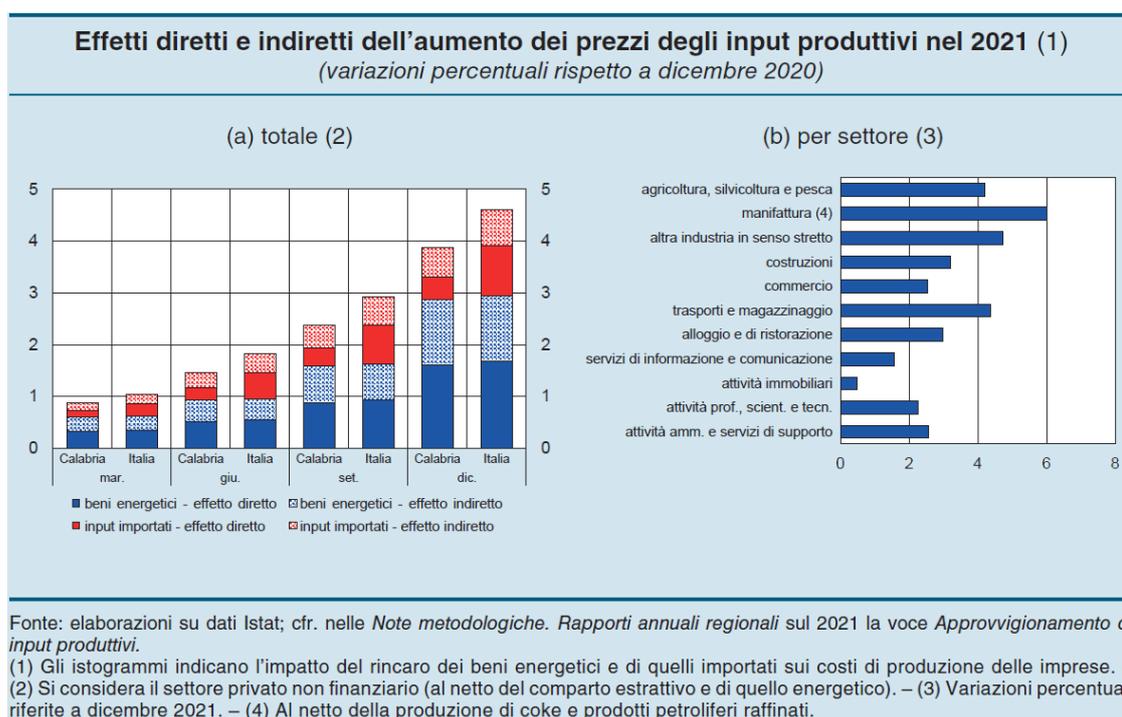


Figura 4. Impatto dei rincari sui costi di produzione (Fonte: Banca d'Italia - Relazione annuale 2022 Calabria)

Il valore aggiunto del settore delle costruzioni – che ha beneficiato della crescita degli investimenti pubblici e degli incentivi a sostegno degli interventi per la riqualificazione energetica (Superbonus) – è aumentato in maniera consistente, superando i livelli di attività pre-pandemia, anche se sulle previsioni per il 2022 pesano i rincari dell'energia e dei materiali per le costruzioni, pur rimanendo favorevoli.

La ripartenza del settore terziario è stata più graduale e permane ancora maggiore distanza rispetto ai livelli di attività pre-pandemici: in particolare, le attività commerciali hanno beneficiato della ripresa dei consumi delle famiglie durante la stagione estiva in concomitanza con il migliorato quadro sanitario ed anche la spesa per investimenti privati è tornata a crescere, seppur in misura meno diffusa.

La ripresa congiunturale ha favorito il recupero della redditività e l'ulteriore incremento della liquidità delle imprese, che era già cresciuta marcatamente nel 2020 anche per l'ampio ricorso alle misure pubbliche di sostegno. La leva finanziaria delle imprese regionali si è ridotta, ad eccezione delle aziende che hanno fatto ricorso a nuovi prestiti con garanzia dello Stato, per le quali il miglioramento degli indicatori di liquidità si è accompagnato ad un aumento del grado di indebitamento.

L'uscita di aziende dal mercato è rimasta contenuta, mentre la natalità di impresa è risalita, anche se la crisi pandemica non ha promosso in regione un maggior orientamento verso iniziative imprenditoriali a più elevato contenuto digitale ed innovativo, che ha invece caratterizzato il resto dell'Italia.

Nel 2022 si prospettano rischi di peggioramento dei risultati d'esercizio in connessione con l'incremento dei costi dovuto al persistere delle tensioni sulle catene di approvvigionamento ed ai rincari dei prezzi dell'energia, acuiti dal conflitto in Ucraina.

Nel 2021 le esportazioni di merci hanno mostrato una crescita sostenuta (in particolare prodotti alimentari e chimici, ma anche macchinari e mezzi di trasporto), pur rimanendo su valori estremamente inferiori rispetto al resto dell’Italia. L’export è cresciuto verso tutti i principali mercati di sbocco: l’area euro in particolare, l’Asia ed i paesi dell’Europa centro-orientale, mentre risultano contenuti gli scambi con Russia e Ucraina, coinvolte nel recente conflitto scoppiato a fine febbraio.

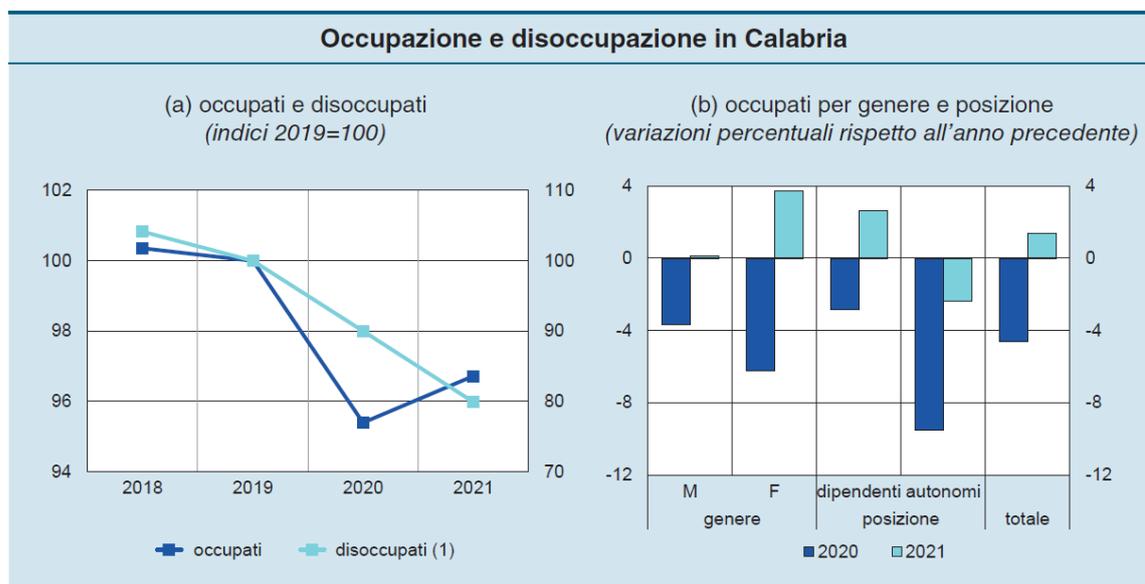
1.3.3 Occupazione e reddito

Il mercato del lavoro calabrese ha beneficiato della ripresa produttiva: nel 2021 sono cresciute in particolare le posizioni di lavoro dipendente in un quadro caratterizzato da un ritorno delle assunzioni su livelli di poco inferiori a quelli del 2019 e da un numero ancora contenuto di cessazioni.

L’incremento dell’occupazione ha riguardato quasi esclusivamente le donne a causa della flessione della domanda di lavoro in alcuni dei settori in cui è maggiore la presenza femminile, tra cui il turismo. Dopo l’ampliamento dell’anno precedente, nel 2021 il divario di genere nel tasso di occupazione è tornato ai livelli pre-pandemia, rimanendo però particolarmente elevato rispetto alla media nazionale (23% in Calabria; quasi 18% nella media nazionale).

La domanda di lavoro delle imprese ha favorito soprattutto le posizioni a bassa qualifica ed a termine, mentre rimangono ridotte le assunzioni previste nelle categorie professionali più qualificate.

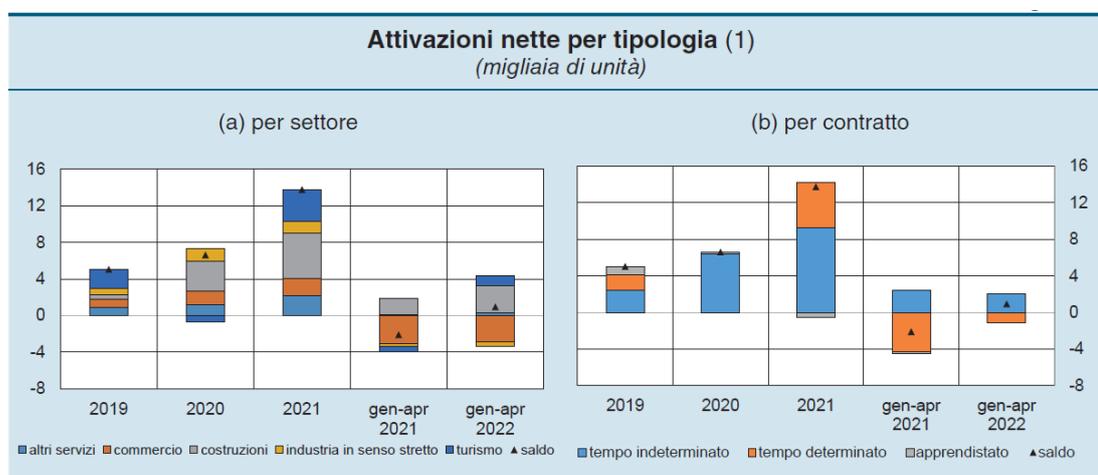
I licenziamenti, nonostante la rimozione del blocco introdotto durante la crisi da Covid-19, sono rimasti ancora contenuti, mentre vi è stata una risalita delle dimissioni volontarie, che potrebbero essere in buona parte connesse con transizioni da un lavoro ad un altro nello stesso settore.



Fonte: Istat, *Rilevazione sulle forze di lavoro*.
 (1) Scala di destra.

Figura 5. Occupazione e disoccupazione regionale (Fonte: Banca d’Italia - Relazione annuale 2022 Calabria)

L'ampliamento delle posizioni lavorative create (al netto delle cessazioni) è stato trainato prevalentemente dal settore delle costruzioni, favorito dalla ripresa legata ai bonus per l'edilizia.



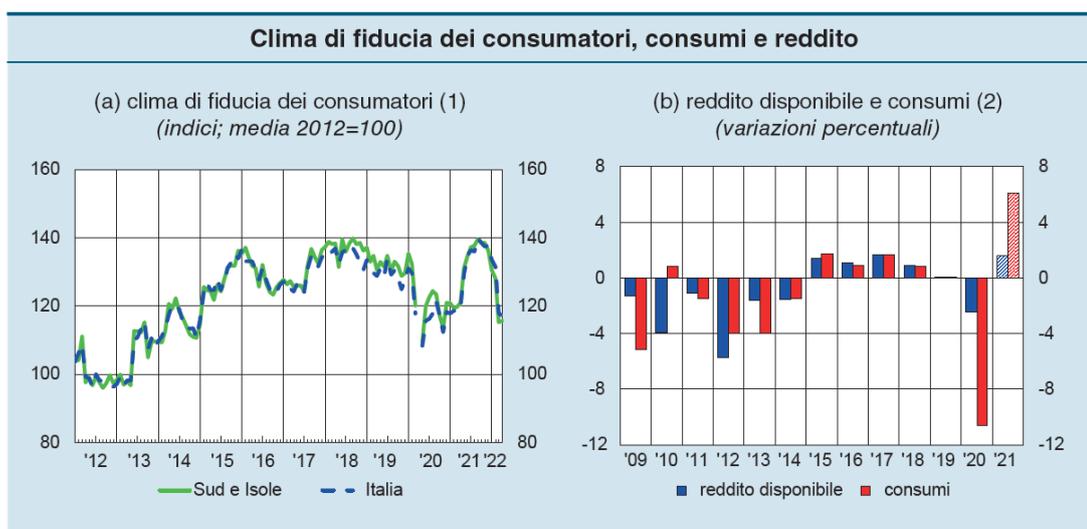
Fonte: Ministero del Lavoro e delle politiche sociali, comunicazioni obbligatorie; cfr. nelle *Note metodologiche. Rapporti annuali regionali* sul 2021 la voce *Comunicazioni obbligatorie*.

(1) L'universo di riferimento è costituito dalle posizioni di lavoro dipendente nel settore privato non agricolo a tempo indeterminato, in apprendistato e a tempo determinato. Sono esclusi dall'analisi i seguenti Ateco a 2 cifre: dallo 01 allo 03; dall'84 all'88; dal 97 al 99.

Figura 6. Attivazioni nette per tipologia (Fonte: Banca d'Italia - Relazione annuale 2022 Calabria)

Il ricorso agli strumenti di integrazione salariale – Cassa integrazione guadagni (CIG) e Fondi di solidarietà – è rimasto particolarmente elevato nei primi sei mesi del 2021 per poi ridursi gradualmente.

Nel 2021 il reddito delle famiglie calabresi è tornato a crescere, beneficiando dei miglioramenti del mercato del lavoro e delle misure di sostegno pubblico, tuttavia i consumi, anch'essi in ripresa dopo il forte calo del 2020, potrebbero risentire nel 2022 dell'ulteriore aumento dei prezzi (sostenuto dall'incremento dei prezzi dell'energia e del gas) e del calo di fiducia determinati dalla guerra in Ucraina.



Fonte: per il pannello (a), elaborazioni su dati Istat, *Indagine sulla fiducia dei consumatori*; per il pannello (b), *Conti economici territoriali*, e per il 2021 Prometeia. Cfr. nelle *Note metodologiche. Rapporti annuali regionali sul 2021 la voce Reddito e consumi delle famiglie*.
 (1) Dati destagionalizzati. Il dato di aprile 2020 non è disponibile, a causa della temporanea sospensione della rilevazione. – (2) Reddito disponibile delle famiglie consumatrici residenti in regione al lordo degli ammortamenti e consumi nella regione al netto della spesa dei turisti internazionali. Valori a prezzi costanti, deflazionati col deflatore dei consumi nella regione. I dati sul reddito per il 2021 sono riferiti al totale delle famiglie consumatrici e produttrici.

Figura 7. Reddito famiglie e consumi (Fonte: Banca d'Italia - Relazione annuale 2022 Calabria)

1.3.4 Mercato del credito e finanza pubblica

La crescita dei consumi nel 2021 è stata più intensa di quella del reddito disponibile: ne è conseguito un calo della propensione al risparmio, che era fortemente aumentata durante i mesi di maggiore diffusione della pandemia per le misure di restrizione alla mobilità e motivazioni precauzionali connesse con l'accresciuta incertezza.

Le compravendite immobiliari sono fortemente cresciute dopo il calo del 2020, orientandosi soprattutto verso abitazioni indipendenti e con giardino in comuni non capoluogo.

La spesa delle famiglie è stata sostenuta dalle misure pubbliche di sostegno alle fasce più povere e dal ricorso al credito bancario, tornato ad aumentare; tuttavia, il potere di acquisto dei redditi è stato frenato dalla crescita dei prezzi al consumo, accentuatasi a partire dalla seconda metà del 2021.

L'espansione dei prestiti bancari al settore privato non finanziario ha perso lievemente di intensità nel 2021: il marcato rallentamento della componente relativa alle imprese è stato parzialmente compensato dall'accelerazione dei finanziamenti alle famiglie.

Il tasso di crescita dei depositi detenuti dalle famiglie e dalle imprese calabresi, dopo il forte aumento del 2020, si è ridimensionato.

Nel 2021 sono proseguiti gli interventi governativi a sostegno degli enti territoriali, che hanno evitato un peggioramento delle loro condizioni economico-finanziarie, già particolarmente fragili in Calabria. Le risorse straordinarie ricevute, assieme ai fondi comunitari riprogrammati, hanno consentito la realizzazione di misure emergenziali a favore di famiglie e imprese ed una moderata ripartenza degli investimenti.

2 Descrizione generale del progetto

L'area individuata per la realizzazione della presente proposta progettuale interessa il territorio comunale di Simeri Crichi, nella provincia di Catanzaro. I comuni di: Simeri Crichi e Catanzaro saranno interessati dalla realizzazione delle opere civili/elettriche, mentre il comune di Catanzaro ospiterà anche la Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SET) per la connessione del nuovo impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il parco eolico di progetto avrà una potenza complessiva di 36,0 MW, costituito da 6 aerogeneratori con potenza unitaria di 6,0 MW.

L'ubicazione dell'impianto interessa un'area collinare con quote variabili comprese tra i 99 ed i 306 metri sul livello del mare, essa si articola e caratterizza morfologicamente grazie alla presenza di incisioni vallive di corpi idrici secondari o scoli naturali.

Nel caso specifico, nell'area di intervento sono presenti le seguenti:

- Reti infrastrutturali di tipo viario:
 - La Strada Statale N.106 a sud dell'impianto;
 - La Strada Provinciale N.13 lungo la quale sarà realizzata la futura stazione elettrica di trasformazione e sui cui sarà posato l'ultimo tratto del cavidotto interrato AT;
 - Diverse Strade Comunali ed interpoderali.

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

Nelle zone in cui le strade di progetto percorreranno piste interpoderali esistenti 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.

- Elettrodotti: l'area di intervento è attraversata, pur senza interferenze dirette con l'impianto da linee BT ed MT.

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

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

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

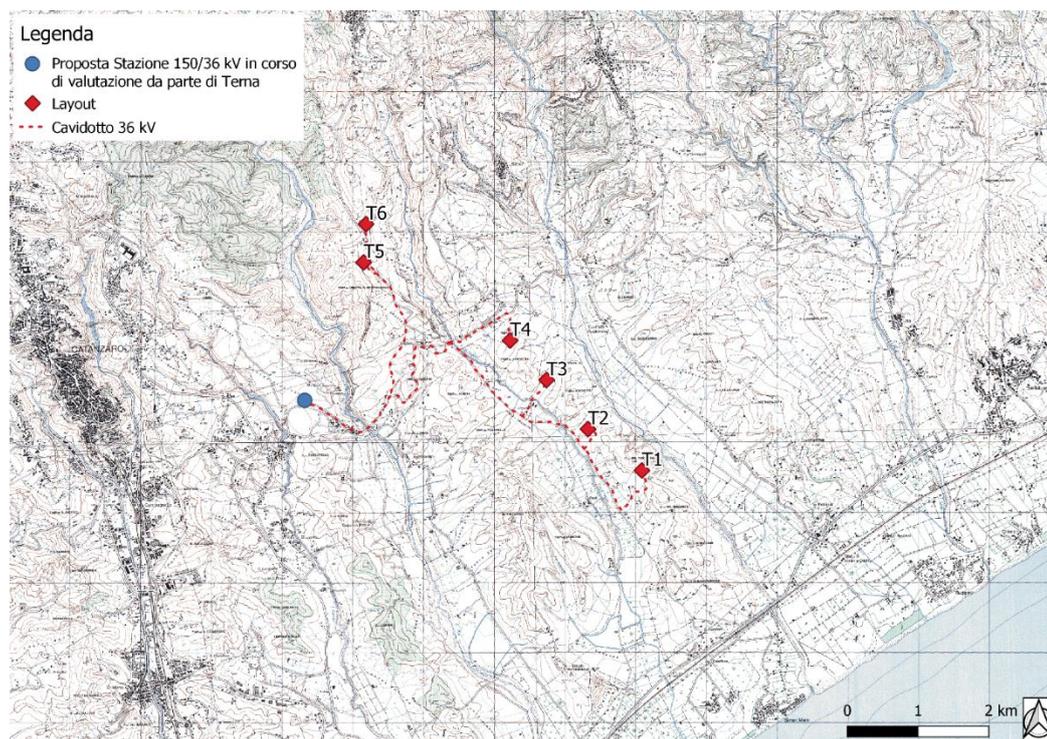


Figura 8: inquadramento dell'area di interesse su base IGM

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

Tabella 4: Ubicazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

WTG	D rotore	H tot	Coordinate UTM-WGS84 fuso 33		Coordinate GB-Roma 40 fuso est	
			E	N	E	N
T1	150	180	646031	4306408	2666040	4306411
T2	150	180	645268	4306998	2665278	4307001
T3	150	180	644682	4307698	2664692	4307701
T4	150	180	644167	4308260	2664177	4308263
T5	150	180	642096	4309373	2662105	4309376
T6	150	180	642130	4309919	2662140	4309922

2.1 Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzativo

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Calabria. Si è tenuto conto, inoltre, del PEAR (Piano energetico ambientale regionale) della Regione Calabria.

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

2.2 Normativa di riferimento nazionale e regionale

Settore energetico

▪ A livello nazionale:

- 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;
- 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;
- 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.
- 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;

- Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. “Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”;
 - 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”;
 - Decreto dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d. lgs. 387/2003 per l’autorizzazione alla costruzione ed all’esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi.
 - DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199; attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili.
 - Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28; attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- A livello regionale:
- Programma Operativo Interregionale 2007-2013 (POI);
 - D.C.R n° 315 del 14 febbraio 2005 – “Approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale” Pubblicato sul supplemento straordinario n. 12 al B.U.R. Calabria n. 5 del 16.03.2005;
 - D.G.R n° 832 del 15 novembre 2004 – “Assunzione da parte della Presidenza della Giunta regionale – Dipartimento Obiettivi Strategici Settore Energia – della responsabilità del procedimento per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili in attuazione del Decreto legislativo n° 387 del 29 dicembre 2003” Pubblicata sul supplemento straordinario n. 1 al B.U.R. Calabria n. 1 del 15.01.2005;

- D.G.R n° 55 del 30 gennaio 2006 – “L’eolico in Calabria – Indirizzi per l’inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale” pubblicato sul B.U.R. Calabria n. 4 del 1.03.2006;
- Legge Regionale 42/2008;
- Legge Regionale (Calabria) n° 17 del 24 novembre 2000 – “Norme in materia di opere di concessione linee elettriche ed impianti elettrici con tensione non superiore a 150.000 volt. Delega alle amministrazioni provinciali” Pubblicato sul B.U.R. Calabria n. 111 del 29.11.2000.;

- Legge Regionale (Calabria) n° 34 del 12 agosto 2002 – “Riordino delle funzioni amministrative regionali e locali” Pubblicato sul supplemento straordinario n. 1 al B.U.R. Calabria n. 15 del 16.08.2002 [comma 2 art. 37: “è riservato alla regione l’esercizio delle funzioni e dei compiti amministrativi non riservati allo stato e non conferiti agli enti locali, ivi compresi quelli relativi alle fonti rinnovabili, all’elettricità, all’energia nucleare, al petrolio ed al gas”];

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 (“Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici”);
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 (“Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all’esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall’Ente Nazionale per l’Energia Elettrica”);
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 (“Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 (“Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”);
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (“Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”);
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”);
- Norme CEI 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;

- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell'11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
- Circolare Ministero della transizione ecologica (ex Ministero Ambiente e Tutela del Territorio) DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
- 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 Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;

- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza: 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").

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".

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).

Opere civili e sicurezza: Norme tecniche:

- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

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

- A. istanza al Ministero dell'Ambiente per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero della cultura, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del d.lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal d.lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza

complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;

- B. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 Assessorato Territorio ed Ambiente - Dipartimento Ambiente;
- C. la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
- D. a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- E. l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

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

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

- Ministero della transizione ecologica;
- Ministero della cultura;
- Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Catanzaro, Cosenza e Crotone;
- Dipartimento sviluppo economico e attrattori culturali, settore infrastrutture energetiche, fonti rinnovabili e non rinnovabili della Regione Calabria;
- Comando del corpo forestale della Regione Calabria;
- Settore Tutela Ambientale - Paesaggistica – Urbanistica, provincia di Catanzaro;
- Comune di Simeri Crichi;
- Comune di Catanzaro;
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco Provinciale di Catanzaro;
- Provincia di Catanzaro;
- Marina Militare - Comando Marittimo Calabria
- ENAC;
- ENAV;

- Ministero dello Sviluppo Economico - Ispettorato territoriale Calabria;
- Ministero della transizione ecologica – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e Georisorse – Divisione IV – Sez. UNMIG dell'Italia Meridionale;
- Servizio Idrico Integrato – Rete fognaria e rete idrica;
- Terna Rete Italia S.p.A.
- ANAS S.p.A.
- Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale (UoM Regionale Calabria e interregionale Lao).

2.4 Normativa tecnica di riferimento

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

- Legge 24/07/90 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi";
- DPCM 08/06/01 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità";
- D. Lgs n. 42 del 22/01/2004;
- R. D. 25/07/1904 n. 523;
- T.U. n. 1775/33;
- D.P.R. N. 156 DEL 29/03/1973;
- D. Lgs. 01/08/2003 n. 259;
- R.D.L. 30/12/1923 n. 3267;
- D.P.R. 233/2007 e ss.mm.ii.;
- D.P.R. 91/2009;
- D.P.C.M. 14/11/1997;
- D.P.C.M. 08/07/2003;
- D.M. 29/05/2008;
- D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.;
- D. Lgs 387/2003.

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

3 Descrizione stato di fatto del contesto

Geologia, morfologia e idrogeologia dell’area d’intervento

3.1 Descrizione del sito d’intervento

3.1.1 Inquadramento geologico e geomorfologico

Le indagini in sito e la bibliografia rilevano che il territorio interessato dalle opere in progetto è costituito da formazioni esclusivamente di tipo sedimentario, sia di ambiente marino che continentale.

L’area di intervento si localizza sul Foglio 242 della Carta Geologica della Calabria, nell’ambito del comprensorio della costa ionica, dove si riconoscono diverse formazioni geologiche appartenenti ad unità del ciclo trasgressivo calabriano e miocenico sulle unità locali igneo e/o metamorfiche e le recenti coperture quaternarie di tipo continentali, in particolare, dall’alto verso il basso, si rilevano gli strati seguenti:

- formazioni argillose e conglomeratiche del ciclo marino pliocenico: argille siltose grigio-azzurre;
- formazioni sedimentarie calcaree del ciclo trasgressivo miocenico: calcari e calcareniti;
- arenarie mioceniche;
- basamento igneo e/o metamorfico.

Le unità di tipo marino plioceniche e mioceniche, dalla deposizione, hanno subito moderati stress tettonici nel corso dei periodi geologici.

L’area di studio è soggetta a sforzi di tensione principalmente in direzione est-ovest, con generazione di lineamenti tettonici nella direzione prevalente delle faglie e degli assi delle pieghe nord-sud. La consultazione del database del sistema ITHACA evidenzia che l’area comprende due lineazioni tettoniche di incerta presenza di tipo attive:

- faglia ad est: faglia di Contrada Cuturella - fault Code 35808 di tipo obliqua.
- faglia a sud: faglia di Catanzaro - fault Code 35807 di tipo obliqua.

Le opere in progetto non insistono su versanti a pericolo frana: il sito di intervento è caratterizzato da una diffusa stabilità geomorfologica; infatti, le aree classificate a pericolo frana dal Piano di Assetto Idrogeologico più prossime sono ubicate verso il centro abitato di Simeri Crichi, a distanza adeguata dall’impianto proposto.

3.1.2 Inquadramento litologico

Il sito di progetto insiste su crinali collinari dalle cime piatte, costituiti da terreni argillosi (pliocenici) ed arenacei e calcarei miocenici, disposti in copertura su un basamento igneo e/o metamorfico; i rilievi sono orientati secondo assi paralleli nord-ovest/sud-est (aerogeneratori da T1 a T4 e stazione elettrica) e nord-sud (aerogeneratori T5 e T6), con forme abbastanza dolci sui versanti est e più ripidi nei versanti ovest.

I litotipi argillosi prevalgono in un ampio intorno degli aerogeneratori T1-T2-T3-T4 e della stazione elettrica e, data la bassa resistenza dei materiali a prevalenza argillosa, sono caratterizzati da profili sensibilmente regolari.

Gli aerogeneratori T5 e T6, invece, insistono su litotipi arenacei e calcarei così, data l’alta resistenza dei materiali a prevalenza calcarea, mostrano versanti meglio definiti e più ripidi.

3.1.3 Inquadramento sismico

Le opere in progetto ricadono in un’area classificata, ai sensi dell’OPCM 3274/2003, come **Zona sismica 2** (classificazione aggiornata al 31 marzo 2022 consultabile sul sito web <https://rischi.protezionecivile.gov.it/it/sismico/attivita/classificazione-sismica>).

I terreni di fondazione degli aerogeneratori e della stazione elettrica, ai sensi dell’OPCM 3274/2003, sono classificati, in base alle indagini geofisiche MASW realizzate in sito, nelle categorie di profilo stratigrafico rispettivamente B e C:

- B – Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fine molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s;
- C – Depositati di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fine mediamente consistenti con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.

Nell’area di sedime dell’impianto eolico proposto, come riportato nella “Carta della Microzonazione Sismica”, sono state individuate – in base alle caratteristiche litostratigrafiche e morfologiche – le seguenti zone di amplificazione del sisma o di instabilità e deformazione permanente attivati dal sisma:

- Zone stabili, senza effetti di modificazione del moto sismico rispetto ad un terreno rigido ($V_s = 800$ m/s) e pianeggiante (pendenza $< 15^\circ$), su cui insistono la stazione elettrica ed il cavidotto interrato;
- Zone stabili suscettibili di amplificazioni locali (amplificazioni litostratigrafiche per $V_s < 800$ m/s e spessori > 5 m; amplificazioni topografiche), dove sono ubicati gli aerogeneratori;
- Zone suscettibili di instabilità (instabilità di versante FRR - FRT, liquefazioni, faglie attive e capaci, cedimenti differenziali), situate in prossimità degli aerogeneratori T1 e T2, ma non interferenti.

3.1.4 Acque

L’area di intervento ricade, da ovest verso est, nei bacini idrografici del Fiume Alli, del Torrente Fegato e del Fiume Simeri che sfociano nel Mar Ionio (Golfo di Squillace).

Tali bacini imbriferi, di modesta estensione, sono detti, a causa dell’orografia molto accidentata, “fiumara” perché stretti ed allungati verso il mare.

Il reticolo dei corsi d’acqua, di breve lunghezza, presenta, rispetto al locale spartiacque nord-sud, un andamento variabile con pendenze privilegiate verso est ed ovest.

Le caratteristiche morfologiche dei corsi d’acqua e la presenza di estese formazioni impermeabili causano uno smaltimento delle acque meteoriche assai rapido; pertanto, il regime idrologico risulta a carattere torrentizio e strettamente correlato con l’andamento stagionale delle piogge e, di conseguenza, ha un grado di perennità molto basso con portate estremamente variabili.

Lo scorrimento delle acque in superficie, il regime dei corsi d’acqua e la costituzione di falde acquifere sono condizionati soprattutto dalla distribuzione areale e dalla sovrapposizione dei sedimenti a diversa permeabilità.

I terreni affioranti nella zona di intervento sono così suddivisi in base al grado e tipo di permeabilità:

- Litotipi impermeabili, su cui insistono gli aerogeneratori T1-T2-T3-T4, la stazione elettrica ed alcuni tratti del cavidotto: argille grigio-azzurre debolmente sabbiose, dotate di alta porosità, ma praticamente impermeabili, dove le acque di precipitazione, dopo un ruscellamento più o meno diffuso, sono convogliate attraverso il reticolo idrografico e condotte verso valle.
- Litotipi a permeabilità medio-bassa per fratturazione, dove sono ubicati gli aerogeneratori T5-T6 ed alcuni tratti del cavidotto: calcari compatti mediamente fratturati, con permeabilità estremamente variabile a causa della distribuzione del sistema di fratture, dove la circolazione idrica endogena risulta lenta e/o trascurabile con coefficienti di deflusso superficiale molto elevati.
- Litotipi a permeabilità medio-alta per porosità, su cui insiste in prevalenza il cavidotto: formazioni alluvionali recenti ed arenarie e sabbie, dove si distinguono orizzonti molto permeabili (i livelli di ghiaia e sabbia grossolana) ed orizzonti meno permeabili (i livelli a granulometria più fine) in cui la circolazione idrica si sviluppa per falde sovrapposte, con deflusso preferenziale dell’acqua nei litotipi a più alta permeabilità; localmente l’unità idrogeologica può ospitare falde freatiche con spessore superiori a 20 metri.

Il sito di progetto non interferisce con fasce a rischio idraulico perimetrate dal Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Unit of Management Regionale Calabria, tuttavia il cavidotto interessa gli impluvi del Fiume Alli, del Torrente Fegato e del Fiume Simeri, individuati dal PAI e dal PGRA come aree di attenzione: il cavidotto sarà posato ad una profondità non inferiore a 2 m per tutelarlo dal fenomeno di escavazione massima, mentre gli attraversamenti fluviali saranno realizzati in TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) o mediante staffaggio di tubi in aria su viadotti esistenti.

L’area di intervento non interferisce con gli acquiferi profondi individuati dal Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Calabria.

3.1.5 Qualità delle acque superficiali

Il Piano di Tutela delle Acque (PTA), adottato con D.G.R. n. 394 del 30/06/2009, rappresenta lo strumento di pianificazione prioritario per il raggiungimento ed il mantenimento degli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei e degli obiettivi di qualità per specifica destinazione, nonché della tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico.

Il PTA ha censito i corsi d’acqua con bacino idrografico di superficie superiore a 10 km², tra cui il Fiume Alli, il Torrente Fegato ed il Fiume Simeri; tuttavia, tali corsi d’acqua non sono definiti – ai sensi del D. lgs. 152/99 – corpi idrici significativi, che devono conseguentemente essere monitorati e classificati al fine del raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale, pertanto non sono disponibili dati sulla qualità chimico-fisica, biologica ed ecologica dei corsi d’acqua presenti sul sito di intervento.

I corsi d’acqua superficiali sono stati oggetto di monitoraggio sistematico in passato ad opera dei PMP di Cosenza, Catanzaro e Reggio Calabria (strutture attualmente confluite nell’ARPACAL), delle ASL e dell’Università della Calabria; tuttavia, non è stato possibile acquisire informazioni utili dal patrimonio conoscitivo risultante per attribuire lo stato qualitativo ai corsi d’acqua.

La conoscenza dello stato di qualità delle acque superficiali calabresi, quindi, è limitata ad una piccola porzione del reticolo idrografico regionale: dei 42 corpi idrici designati con D.G.R. n. 732 del 17/02/97 ad essere tutelati qualitativamente per garantire l’idoneità alla vita dei pesci ai sensi del D. lgs. 130/92 soltanto 18 sono risultati classificabili dall’ANPA (Associazione Nazionale Produttori Agricoli) nel 1999; di questi solamente 1 è risultato conforme ai requisiti di qualità richiesti, mentre gli altri 17 sono risultati conformi con riserva.

Di seguito si riportano le caratteristiche idrologiche e naturalistiche dei corpi idrici designati dalla D.G.R. n. 732 del 17/02/97 in quanto, anche se datati, rappresentano i soli dati disponibili relativi ai corsi d’acqua principali presenti nell’area di progetto (disponibili al link https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaArticolo?art.progressivo=0&art.idArticolo=1&art.versione=1&art.codiceRedazionale=098A8159&art.dataPubblicazioneGazzetta=1998-09-17&art.idGruppo=0&art.idSottoArticolo1=10&art.idSottoArticolo=1&art.flagTipoArticolo=1):

- **Fiume Simeri**

Scheda 1033: da località Mazzaforte (Simeri Crichi) a località S. Pietro Magisano (Magisano).

Il fiume segna il confine sud-ovest tra il parco Nazionale di Calabria e le riserve naturali biogenetiche di Coturelle e Villaggio Mancuso.

Il monitoraggio effettuato nelle stazioni di prelievo poste all’inizio ed alla fine del tratto designato mostra parametri chimici conformi ai valori guida ed imperativi per i salmonidi.

I valori assoluti dei parametri chimici non evidenziano differenze significative tra il punto iniziale del tratto designato, posto presso le sorgenti, ed il punto finale, ubicato 20 Km più a valle, evidenziando uno stato di qualità buono in virtù delle basse pressioni ambientali ed una buona capacità autodepurativa.

Il corso d’acqua è classificato come salmonicolo.

La misura di tutela prevista è rappresentata dal mantenimento delle misure di tutela previste dalla legge istitutiva del Parco di Calabria.

- **Fiume Alli**

Scheda 1027: da località Bastarda (Taverna) a località Ponte di Alli (Taverna).
Emissario del lago Passante, il tratto designato si trova all'interno del Parco Nazionale di Calabria, sulle pendici della Sila Piccola.

Il monitoraggio – effettuato nel punto finale del tratto designato in quanto la prima parte del fiume attraversa territori con bassa antropizzazione – mostra parametri chimici conformi ai valori guida ed imperativi per i salmonidi.

Il tratto designato è classificato come salmonicolo.

Sono previste le seguenti misure di tutela:

- predisposizione di programmi per il controllo degli scarichi degli insediamenti civili, delle attività agricole e zootecniche e delle attività estrattive dei materiali inerti;
- misure di conservazione (individuazione, intercettazione e collettamento scarichi da insediamenti civili e turistici) al fine di preservare l'elevato valore naturalistico del corso idrico e la qualità delle acque in ottemperanza alle misure di prevenzione e tutela previste dall'ente parco.

Negli ultimi decenni la qualità complessiva dei corpi idrici calabresi si è progressivamente deteriorata a causa di uno sviluppo poco razionale di nuovi insediamenti e di nuove infrastrutture, della scarsa attenzione dedicata al mantenimento di adeguati standard qualitativi e di un utilizzo irrazionale della risorsa, pertanto il PTA individua i seguenti obiettivi prioritari:

- migliorare la conoscenza del sistema idrico attraverso una rete di monitoraggio permanente;
- mantenere le situazioni di eccellenza ed impedire ulteriori peggioramenti nei corpi idrici già compromessi;
- contenere i consumi idrici;
- controllare i prelievi e gli scarichi;
- avviare iniziative di risanamento dei corpi idrici maggiormente inquinati.

Il PTA ha classificato e caratterizzato l'ambiente marino costiero in base ad identità territoriali omogenee: i corsi d'acqua presenti nell'area di progetto sfociano nel tratto marino costiero n. 5 Capo Rizzuto - Staletti, di lunghezza pari a 71 km. Si tratta di un'area a rischio di contaminazione per la presenza sia di numerosi insediamenti abitativi che di foci di numerosi corsi d'acqua di natura torrentizia che veicolano a mare dall'entroterra carico inquinante, in particolare nel periodo invernale.

Il Piano classifica la qualità delle acque costiere in base agli indici TRIX (che rappresenta un indice del trofismo) e CAM (che analizza il livello trofico confrontato con il bacino di appartenenza): il tratto di costa prossimo all'area di intervento presenta un indice TRIX elevato ed un indice CAM buono.

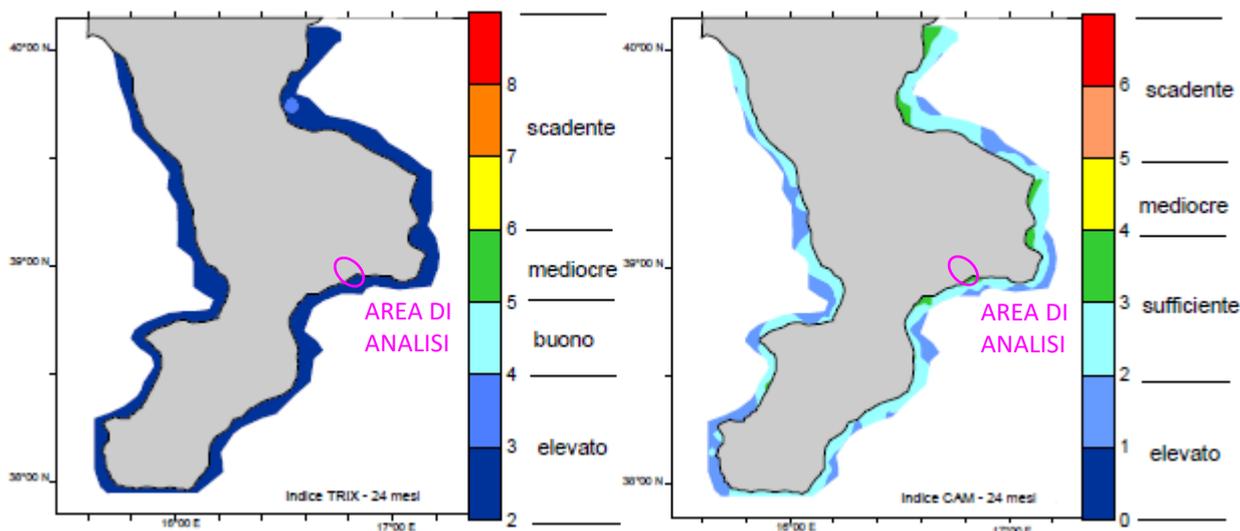


Figura 9. Distribuzione del valore medio degli indici TRIX e CAM – rilevamenti tra il 2005 ed il 2007 (PTA Calabria, 2009)

I maggiori carichi inquinanti afferenti ai corpi idrici superficiali e sotterranei sono attribuibili prevalentemente agli scarichi domestici, solo in parte trattati in impianti di depurazione, alla fertilizzazione dei suoli operata in agricoltura, ai residui dell’attività zootecnica ed alle acque di prima pioggia dilavanti le aree urbanizzate, il cui carico inquinante spesso è piuttosto rilevante (PTA Calabria, 2009).

I carichi organici di origine zootecnica sono medio-bassi nei territori comunali di Simeri Crichi e Catanzaro.

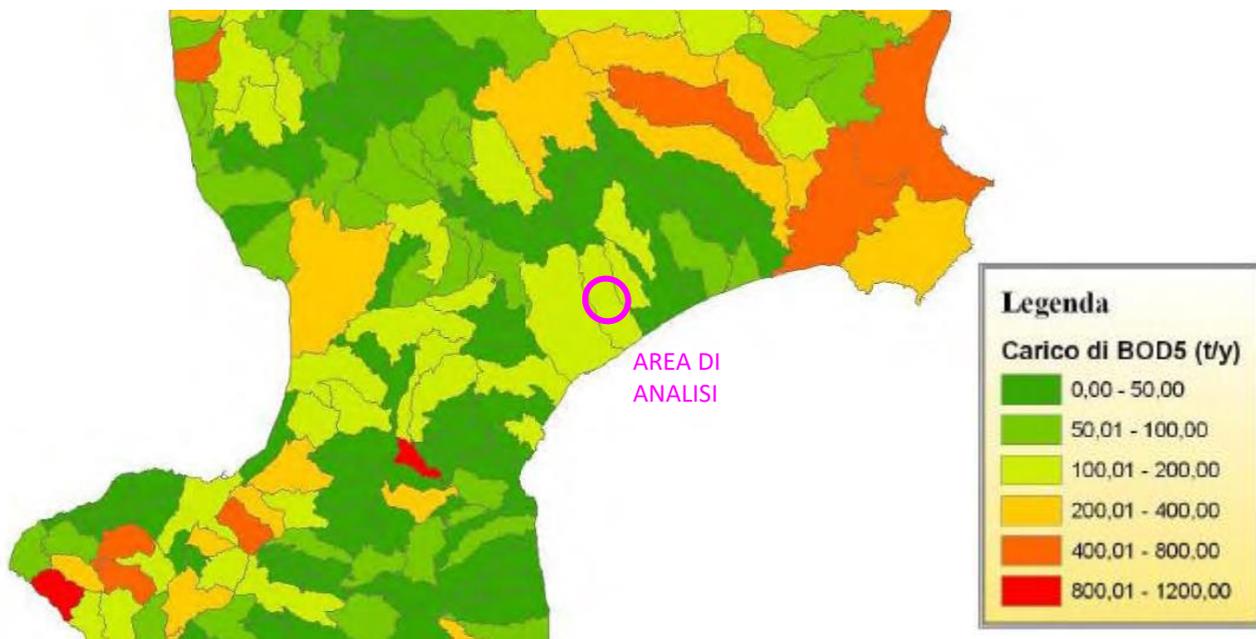


Figura 10. Carichi organici di origine zootecnica (PTA Calabria, 2009)

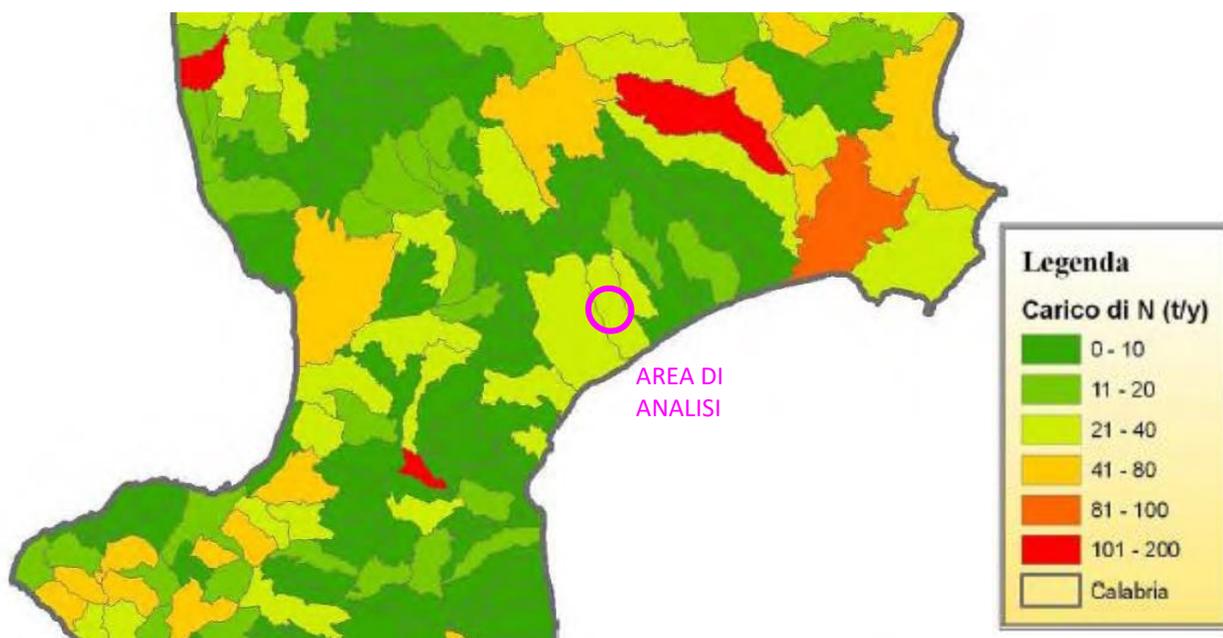


Figura 11. Carichi di azoto di origine zootecnica (PTA Calabria, 2009)

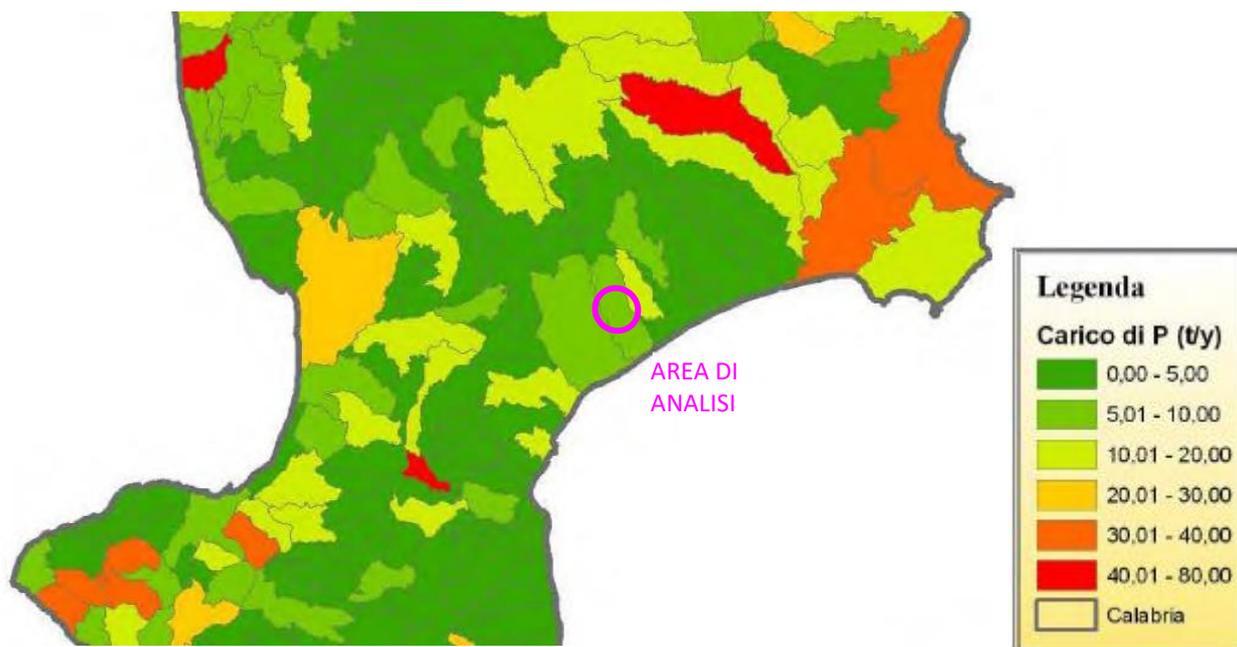


Figura 12. Carichi di fosforo di origine zootecnica (PTA Calabria, 2009)

L'attività agricola incide in misura maggiormente significativa sulla qualità delle acque superficiali e sotterranee; infatti, i carichi organici di origine agricola sono medio-alti nei territori comunali di Simeri Crichi e Catanzaro.

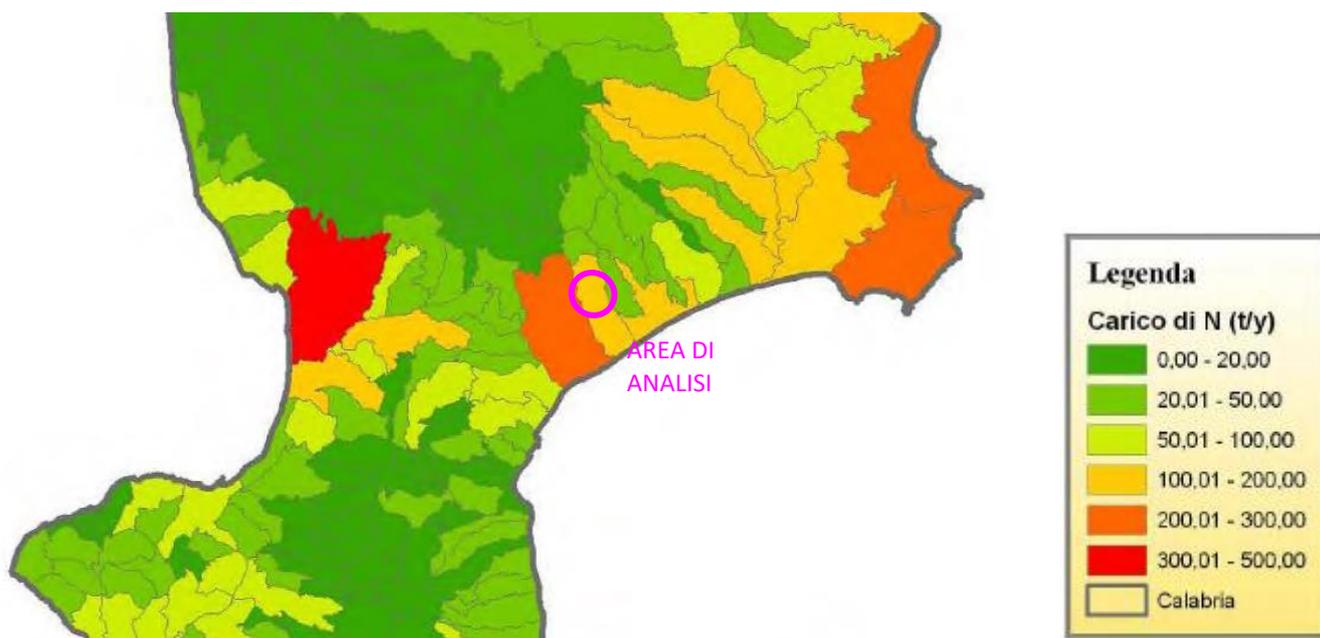


Figura 13. Carichi di azoto di origine agricola (PTA Calabria, 2009)

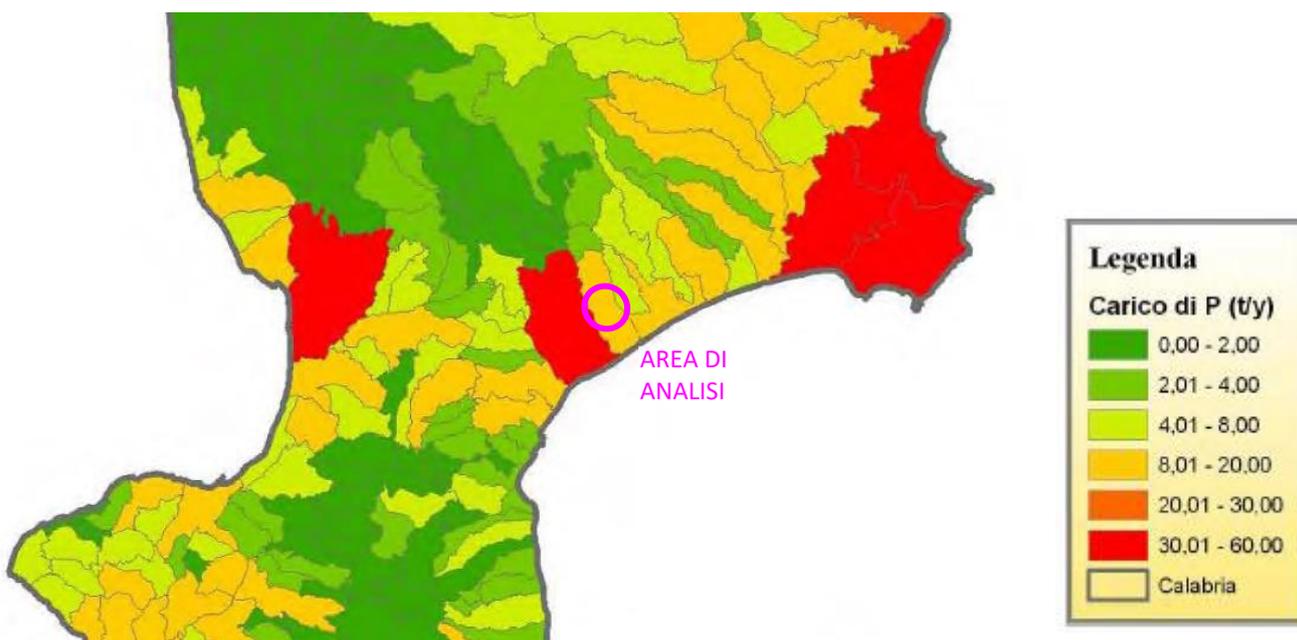


Figura 14. Carichi di fosforo di origine agricola (PTA Calabria, 2009)

Il PTA (Calabria, 2009) dispone soltanto dei dati sui carichi inquinanti di origine civile e delle acque meteoriche dilavanti su aree urbane relativi ad alcuni bacini idrografici, tra cui non rientrano il Fiume Allì, il Torrente Fegato ed il Fiume Simeri.

Nel Piano non sono presenti dati sui carichi di origine industriale generati dagli agglomerati industriali per l’area di interesse; tuttavia, sono stati stimati i carichi inquinanti potenziali risultanti dalle attività produttive idroesigenti diffuse sul territorio regionale in funzione del numero di addetti

per settore di attività economica ISTAT (con i coefficienti di conversione abitanti equivalenti/addetto).

Il carico di fosforo è stato valutato pari al 10% del carico complessivo prodotto dagli addetti ai settori produttivi idroesigenti per anno, mentre il carico di azoto è stato ottenuto applicando un coefficiente 0,6 agli addetti per anno.

Tabella 5. Abitanti equivalenti settori produttivi idroesigenti (PTA Calabria, 2009)

Territorio	Addetti settori Idroesigenti per anno	Ab. eq.	N tot [tonn/anno]	P tot [tonn/anno]
Simeri Crichi	90	1634,1	0,90	0,05
Catanzaro	2214	45.877,80	22,14	1,33
Provincia di Catanzaro	8516	236.817	85,16	5,11
Regione Calabria	43710	1.340.877	437,10	26,23

Gli addetti ai settori produttivi idroesigenti riferibili ai territori di Simeri Crichi e di Catanzaro contribuiscono rispettivamente per circa l'1% ed il 26% ai carichi di azoto e di fosforo attribuibili alla provincia di Catanzaro, pari a circa il 19,5% di quello riferibile al territorio regionale.

Il carico di BOD5 riferibile alla provincia di Catanzaro – ottenuto convertendo il numero degli addetti per settore di attività produttiva in abitanti equivalenti secondo opportuni coefficienti – risulta di 5186,29 tonn/anno, pari a circa il 18% del carico attribuibile al territorio regionale.

Per quanto concerne invece i carichi di BOD5, il contributo del territorio di Borgia in termini di abitanti equivalenti sale all'1% ed allo 0,18% rispetto a quello stimato rispettivamente per l'intera provincia e regione; per Squillace, invece, il contributo scende allo 0,64% ed allo 0,11% rispetto al dato provinciale regionale.

3.1.6 Qualità delle acque sotterranee

Il PTA ha individuato cinque aree di interesse prioritario per il monitoraggio delle acque profonde, coincidenti con altrettanti complessi idrogeologici:

- Fascia costiera tra Villa S. Giovanni e Reggio Calabria;
- Piana di Gioia Tauro;
- Piana di S. Eufemia;
- Piana di Sibari e bacino del Fiume Crati;
- Piana alluvionale del Fiume Lao.

In dette aree sono presenti acquiferi costituiti da complessi detritici sabbioso-conglomeratici plio-pleistocenici e da depositi alluvionali di fondo valle dei principali corsi d'acqua e delle piane costiere.

Da tali acquiferi sono prelevate gran parte delle risorse utilizzate per l'approvvigionamento idrico dei comparti civile-potabile, irriguo ed industriale, spesso in quantità eccessive rispetto alle potenzialità delle falde, con conseguenti fenomeni di deterioramento quantitativo e qualitativo delle stesse.

L’area di intervento non interferisce con gli acquiferi profondi individuati dal Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Calabria.

3.2 Conclusioni sull’analisi dei beni paesaggistici presenti nell’area di interesse

La realizzazione delle opere in progetto non è in contrasto con gli indirizzi e le prescrizioni del QTRP della Regione Calabria. In relazione alla interferenza con beni paesaggistici (ex art. 15, comma 1, lett.b, punto 16 del Tomo 4 – Disposizioni Normative), tutelati ai sensi dell’art. 142, comma 1 lett.c del d.lgs. 42/2004.

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

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

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

Per quanto riguarda l’esatta posizione degli aerogeneratori, essa è diretta conseguenza dello studio del regime eolico effettuato tramite software di simulazione.

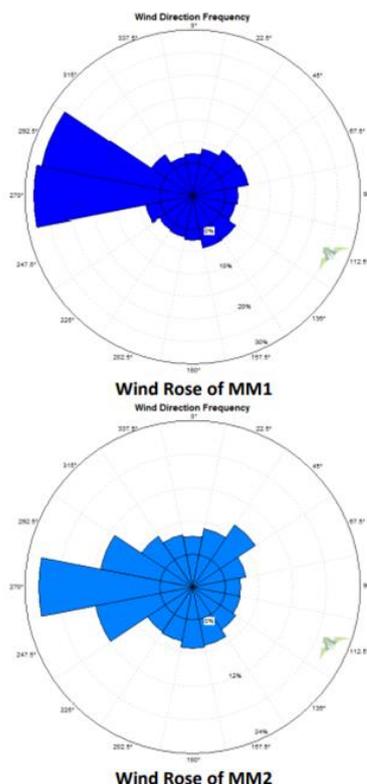


Tabella 6: Distribuzioni di frequenza della direzione di provenienza del vento (rosa dei venti)

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 di localizzazione;
3. Alternative dimensionali;
4. Alternative progettuali.

3.4 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, incluso l’impatto paesaggistico, per il 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 indirettamente connessi. La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta infatti, oltre al consumo di risorse non rinnovabili, anche l’emissione in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra. Tra questi gas, il più rilevante è l’anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all’effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici. Oltre alle conseguenze ambientali derivanti dall’utilizzo di combustibili fossili, considerando probabili scenari futuri che prevedono un aumento del prezzo del petrolio, si avrà anche un conseguente aumento del costo dell’energia in termini economici.

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

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

3.5 Alternative di localizzazione

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

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

- Coerenza con i vigenti strumenti della pianificazione urbanistica, sia a scala comunale che sovracomunale;
- Ventosità dell’area e, di conseguenza, producibilità dell’impianto (fondamentale per giustificare qualsiasi investimento economico);
- Vicinanza con infrastrutture di rete e disponibilità di allaccio ad una sottostazione elettrica;
- Ottima accessibilità del sito e assenza di ostacoli al trasporto ed all’assemblaggio dei componenti;
- Presenza di una di categorie di beni/aree tutelate.

Si è inoltre tenuto conto della presenza di altri impianti esistenti/autorizzati, nonché di aspetti legati alla sicurezza (distanza da potenziali ricettori e infrastrutture viarie con volumi di traffico incompatibili con la presenza dell’impianto).

Nello specifico l’attuale localizzazione dell’impianto eolico deriva anche dalla valutazione di un’ipotesi alternativa di posizionamento degli aerogeneratori, tale ipotesi è caratterizzata dalla installazione di 8 aerogeneratori posti in prossimità del layout proposto; si riporta di seguito mappa con la localizzazione di due layout messi a confronto (di progetto in rosso e alternativo in celeste).

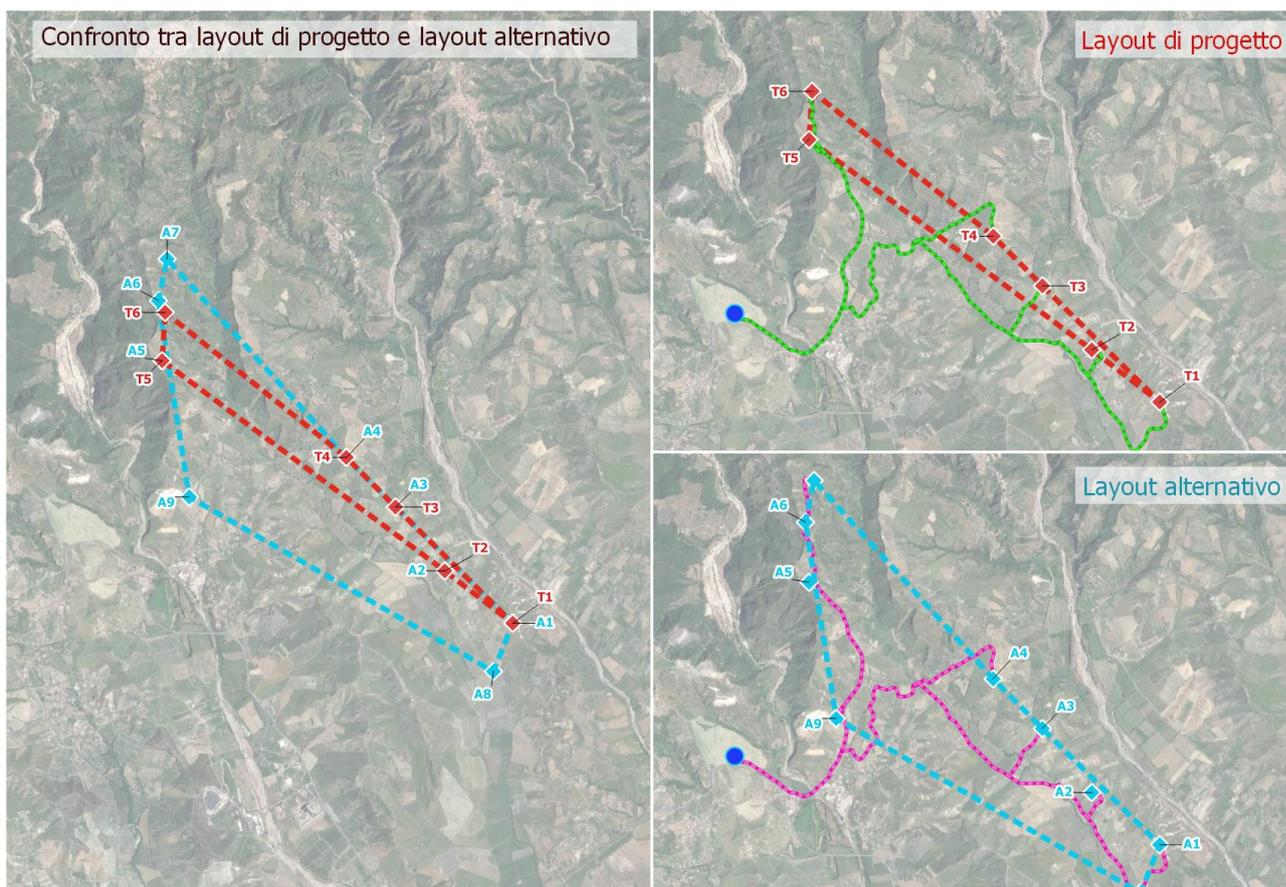


Figura 15: Individuazione dell’alternativa di localizzazione

Il layout alternativo 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.

Tabella 7: Confronto dati tecnici layout di progetto e layout alternativo

	Layout di progetto	Layout alternativo
N. turbine	6	8
Modello	Vestas V150	Vestas V150
Altezza totale	180 m	217 m
Altezza hub	105 m	149 m
Diametro rotore	150	136
Lunghezza cavidotti interni (scavi)	11,8 km	15,0 km
Lunghezza cavidotto esterno (scavo)	1,6 km	1,6 km
Potenza nominale WTG	6,0 MW	4,5 MW
Potenza complessiva	36,0 MW	36,0 MW
Produzione annuale stimata impianto eolico	78,49 GWh	72 GWh
Area attinente il parco eolico (minimo poligono convesso costruito su wtg)	146 ha	582 ha

Entrambi i layout, definitivo e alternativo, non interferiscono con aree della Rete Ecologica e aree di connessione e continuità ecologico - funzionale, come evidenziato dall’immagine esemplificativa estratta dall’elaborato planimetrico denominato “Sistemi Naturali e Struttura della Tutela” del PTCP della Provincia di Catanzaro.

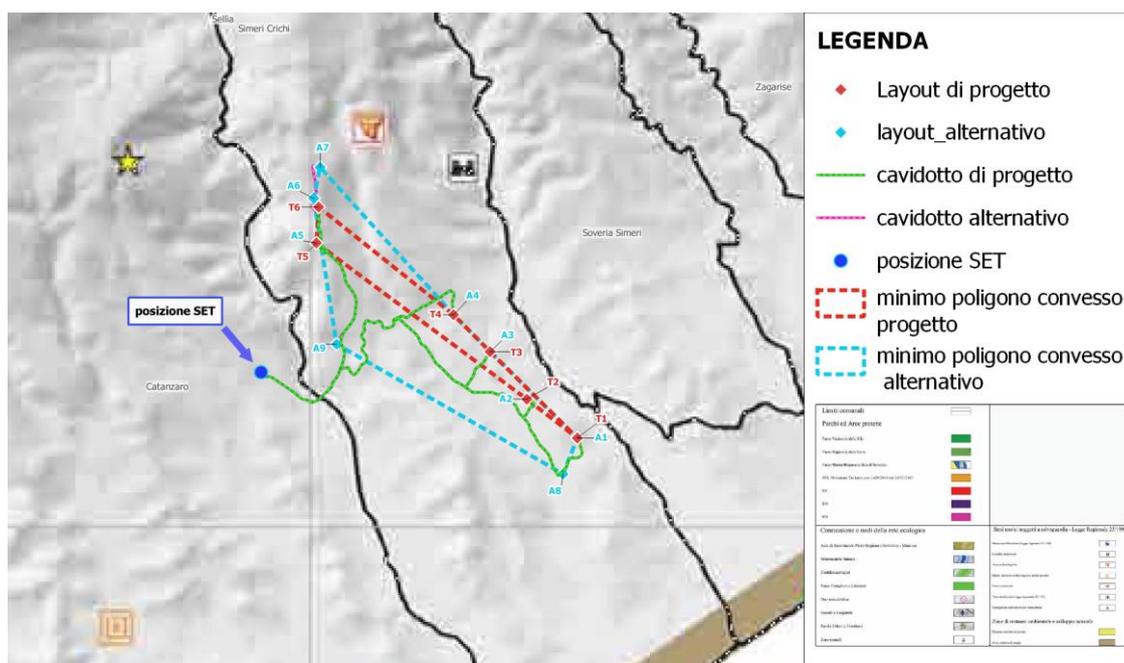


Figura 16: Rete Ecologica Biodiversità Regione Calabria

Entrambi i layout, definitivo e alternativo, risultano, in alcuni casi, prossimi ai medesimi beni vincolati e tutelati dal punto di vista paesaggistico, culturale e naturalistico ed alle stesse aree definite come non idonee ai sensi del QTFR.

Le opere relative ai due layout non interferiscono direttamente con le aree vincolate, in entrambi i casi si evidenzia esclusivamente la sovrapposizione del tracciato cavidotto con corsi d'acqua vincolati, ovvero Fosso di Fegato e il Fiume Alli (e relativo buffer di 150 m).

Si precisa, comunque, che non si tratta di un'interferenza reale in quanto la quota di posa del cavidotto è superiore alla quota del corpo idrico. Infatti, il cavidotto, in corrispondenza delle sovrapposizioni, verrà realizzato mediante staffaggio su tubi in aria su viadotti esistenti.

Con riferimento alle aree caratterizzate da dissesto e/o rischio idrogeologico si rileva che le due aree non interferiscono con aree perimetrare a pericolosità di frana, né con aree a rischio frana né con aree a rischio idraulico. Il cavidotto di progetto, nel suo sviluppo, interseca in quattro punti aree definite "Aree di attenzione" dal P.A.I. Tali intersezioni sono state tema di apposito studio denominato "Relazione idrologica e idraulica", trasmesso a corredo del presente documento e al quale si rimanda per le valutazioni di dettaglio, utile alla determinazione della profondità di posa del cavidotto nei tratti di interferenza con gli impluvi denominati Fosso di Fegato e del Fiume Alli, esenti da perimetrazione della pericolosità idraulica ai sensi del PAI vigente.

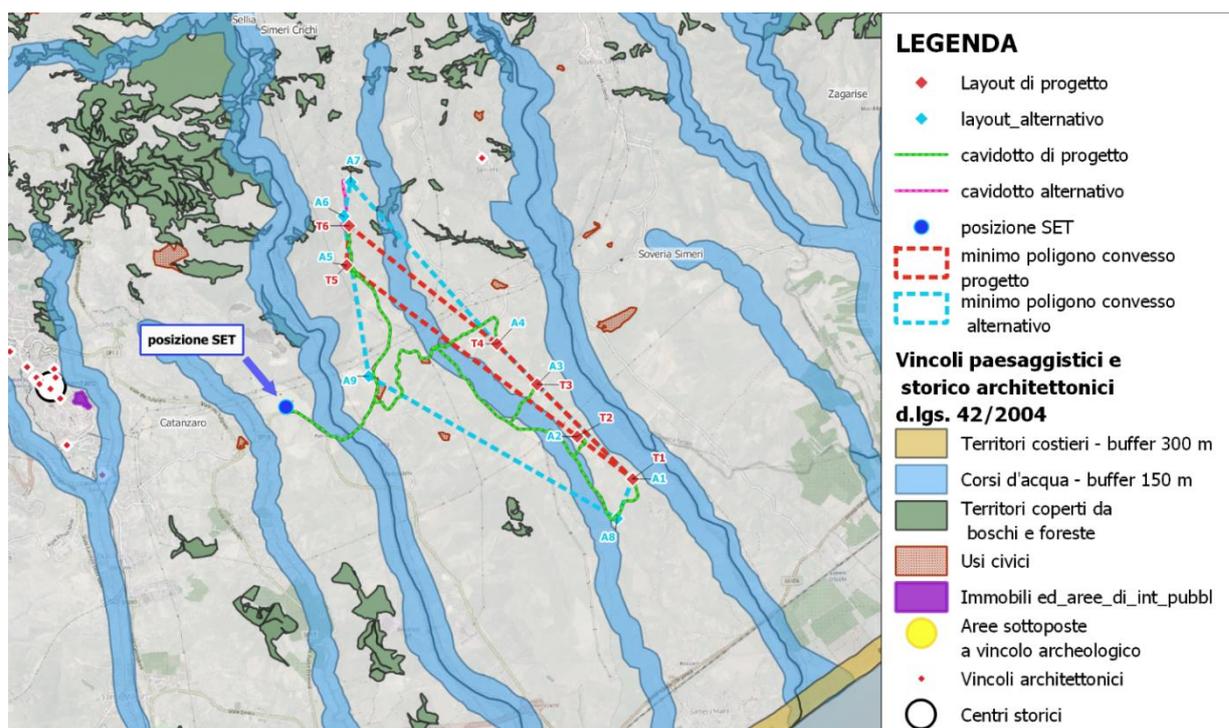


Figura 17: Vincoli paesaggistici e storico-architettonici

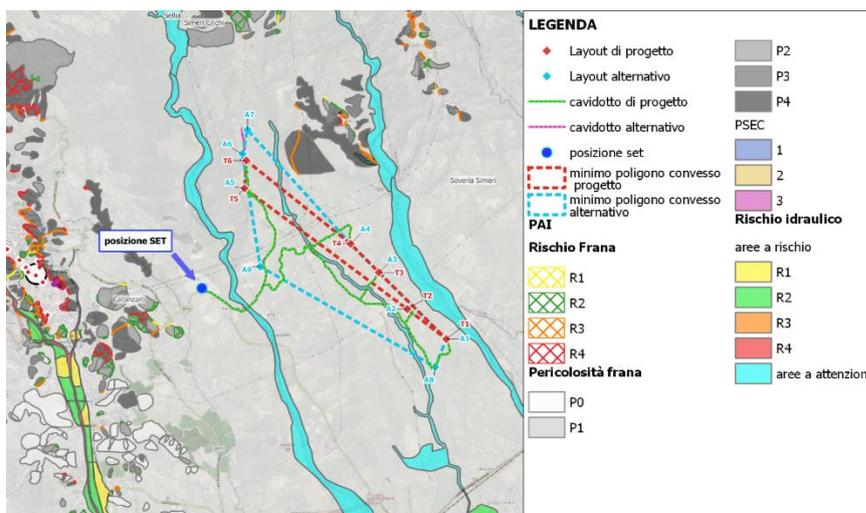
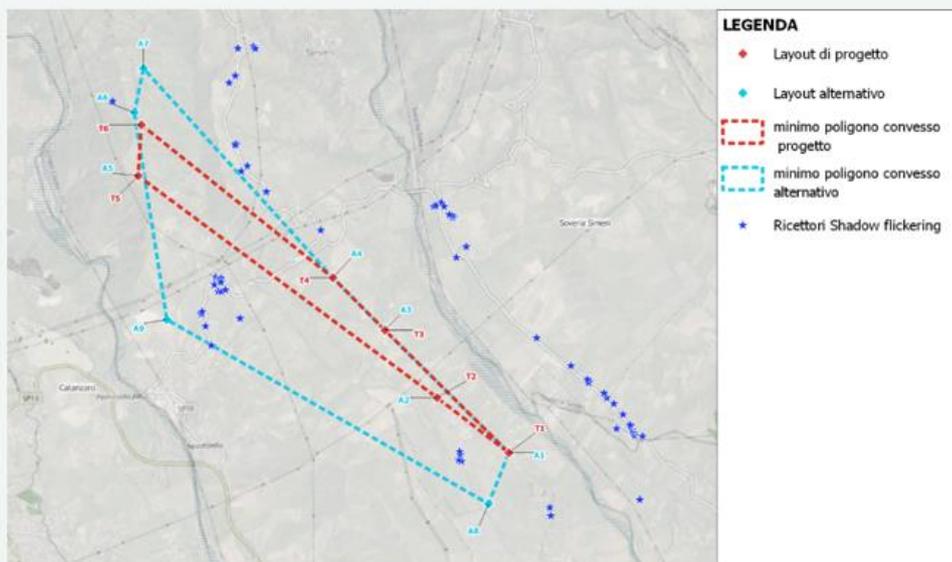


Figura 18: Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico

Le simulazioni effettuate nello studio sugli effetti dello shadow flickering del layout di progetto (cfr. paragrafo specifico del presente SIA), hanno tenuto conto dei ricettori presenti in un raggio di 1.5 km dagli aerogeneratori; le valutazioni, non hanno determinato il superamento dei limiti di legge per i ricettori analizzati, vista anche la distanza degli stessi dagli aerogeneratori (distanza di oltre 500 m tra le aree di lavoro ed i ricettori più prossimi).



Il Layout alternativo vede la presenza nelle vicinanze delle WTG6 e WTG9 di un maggior numero di ricettori, il più vicino ad una distanza inferiore a 500 m con un possibile conseguente aumento dell’impatto acustico rispetto al layout scelto. Anche in questo caso la maggiore vicinanza dei ricettori alle wtg del layout alternativo, comporta una maggiore intensità delle ombre proiettate in prossimità dell’aerogeneratore, rispetto a quelle proiettate ad una distanza crescente. Al diminuire della distanza tra aerogeneratore e ricettore, le pale, durante il loro moto di rotazione, andranno a coprire una porzione sempre più grande del disco solare, inducendo un effetto di flicker di maggiore intensità con un conseguente aumento del disturbo sulle abitazioni interessate dal fenomeno.

Figura 19: individuazione dei ricettori per la valutazione dell’impatto acustico e dell’impatto derivante dal fenomeno di shadow flickering

Dal punto di vista della percepibilità dell'impianto sul territorio circostante è stata prodotta la mappa di intervisibilità sul buffer di 9 km per entrambi i layout. L'alternativa di localizzazione valutata nello studio di impatto ambientale comporterebbe un aggravio dell'impatto paesaggistico poiché genererebbe un incremento di visibilità pari a 4,78% contro l'incremento del 4,09% determinato dal layout di progetto.

Inoltre, l'installazione di un numero maggiore di aerogeneratori (8 per il layout alternativo contro 6 per il layout definitivo), tuttavia, comporta una diminuzione maggiore dell'indice di affollamento, corrispondente ad un livello di affollamento più alto; pertanto, la soluzione progettuale scelta ha un impatto paesaggistico minore.

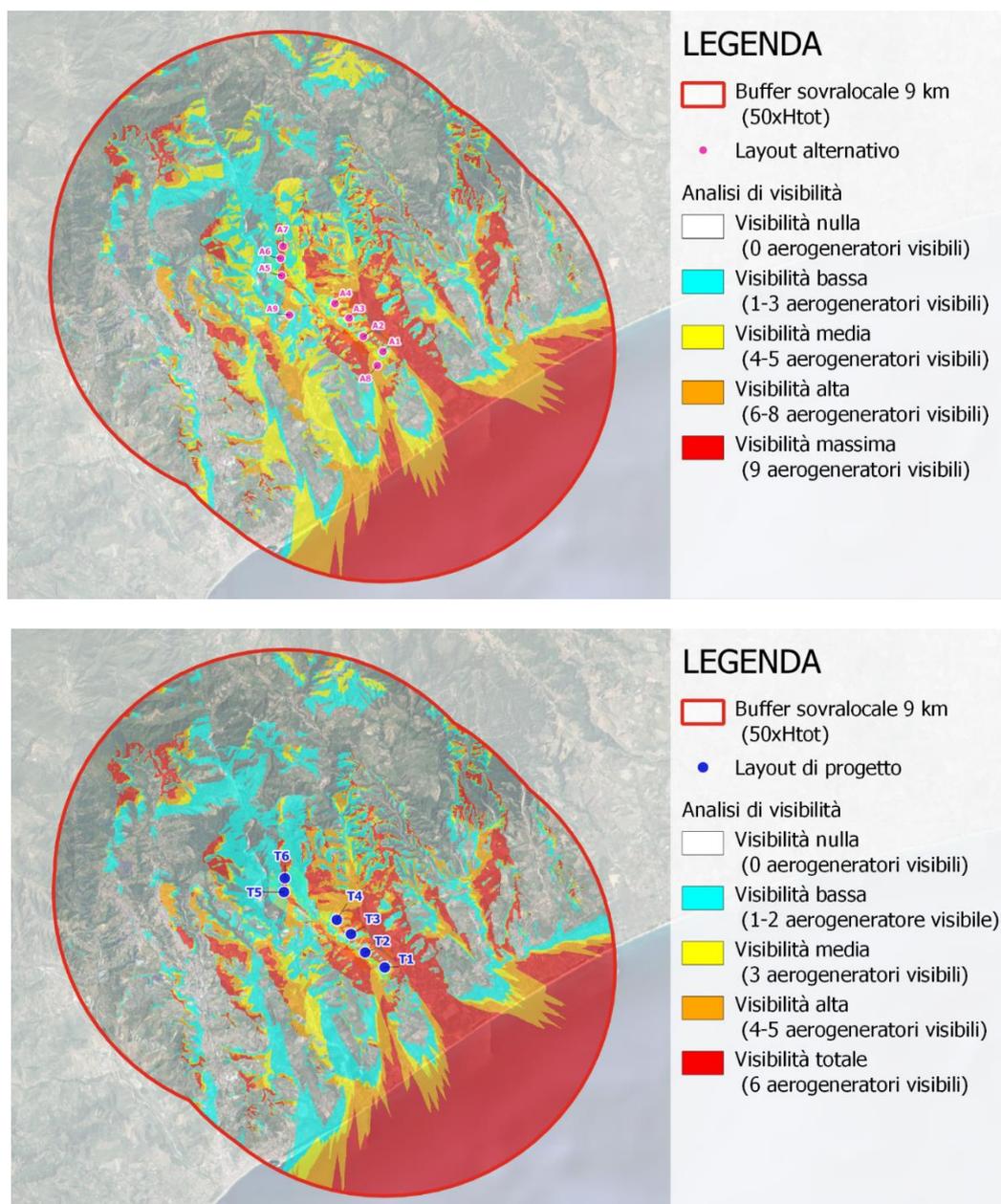


Figura 20: Mappe di visibilità teorica (9 km) - confronto tra layout alternativo e layout di progetto

Sulla base di quanto esplicitato sopra si può affermare che:

- **una localizzazione differente da quella prescelta avrebbe comportato, nel caso di un’area priva di altri impianti, un impatto paesaggistico maggiore;**
- **nell’alternativa presa in considerazione, una visibilità dell’impianto nel territorio ricompreso nel buffer di 9 km e un conseguente incremento di visibilità e percepibilità, maggiore (4,78% del layout alternativo contro lo 4,09% del layout prescelto).**

La localizzazione scelta del layout di progetto è quella migliore dal punto di vista dell’equilibrio tra fattori di impatto e produttività potenziale.

3.6 Alternative dimensionali

Le alternative possono essere valutate tanto in termini di riduzione quanto di incremento della potenza. A tal proposito, in coerenza con il principio di ottimizzazione dell’occupazione di territorio, una riduzione della potenza attraverso l’utilizzo di aerogeneratori più piccoli non sarebbe ammissibile. Altrettanto vincolata è la scelta della taglia degli aerogeneratori in aumento della potenza, che è funzione delle caratteristiche del sito (inclusa la ventosità).

Resta, pertanto, da valutare una modifica della taglia dell’impianto attraverso una riduzione o un incremento del numero di aerogeneratori.

La riduzione del numero di aerogeneratori potrebbe comportare una riduzione della produzione al di sotto di una soglia di sostenibilità economica dell’investimento. Si potrebbe manifestare, infatti, l’impossibilità di sfruttare quelle economie di scala che, allo stato, rendono competitivi gli impianti di macro-generazione. Dal punto di vista ambientale non risulterebbe apprezzabile una riduzione degli impatti, già di per sé mediamente accettabili.

Di contro, l’incremento del numero di aerogeneratori sarebbe certamente positivo dal punto di vista economico e finanziario, ma si scontrerebbe con la difficoltà di garantire il rispetto di tutte le distanze di sicurezza, anche dal punto di vista delle interferenze con un incremento dei rischi sulla popolazione. Andrebbe comunque rivalutato l’indice di affollamento, che invece oltre un certo numero di aerogeneratori potrebbe comportare un incremento percettibile dell’impatto paesaggistico.

3.7 Alternative progettuali

In relazione alle alternative progettuali, considerando che la tipologia di aerogeneratori previsti in progetto rappresentano la più recente evoluzione tecnologica disponibile (compatibilmente con le caratteristiche dell’area di intervento), ne deriva che l’unica alternativa ammissibile sarebbe l’ipotesi di realizzare un altro tipo di impianto da fonti rinnovabili, coerentemente con gli obiettivi di incremento della produzione di fonti rinnovabili cui si è precedentemente fatto cenno.

Tuttavia, quest’ultima ipotesi risulterebbe inaccettabile in quanto meno sostenibile dal punto di vista economico ed ambientale in virtù delle caratteristiche del territorio circostante l’area di intervento, già descritte. In particolare, la realizzazione di un impianto fotovoltaico, a parità di energia elettrica prodotta, richiederebbe un incremento notevole dell’occupazione di suolo a danno

delle superfici destinate all’attività agricola. Ciò avrebbe ripercussioni sull’economia locale (e quindi sulla popolazione), oltre che sulle funzioni di presidio del territorio svolte dagli imprenditori agricoli, con tutti i risvolti positivi dal punto di vista del controllo del dissesto idrogeologico, su cui attualmente si fonda una notevole mole di sussidi economici europei e nazionali nell’ambito della PAC.

Anche la possibilità di installare un impianto di pari potenza alimentato da biomasse non appare favorevole perché l’approvvigionamento della materia prima non sarebbe sostenibile dal punto di vista economico, stante la mancanza, entro un raggio compatibile con gli eventuali costi massimi di approvvigionamento, di una sufficiente quantità di boschi. Il ricorso ai soli sottoprodotti dell’attività agricola, di bassa densità, richiederebbe un’estensione del bacino d’approvvigionamento tale che i costi di trasporto avrebbero un’incidenza inammissibile. Dal punto di vista ambientale, nell’ambito di un bilancio complessivamente neutro di anidride carbonica, su scala locale l’impianto provocherebbe un incremento delle polveri sottili, con un peggioramento delle condizioni della componente atmosfera e dei rischi per la popolazione. A ciò va aggiunto anche l’incremento dell’inquinamento prodotto dalla grande quantità di automezzi in circolazione nell’area, il notevole consumo di acqua per la pulizia delle apparecchiature ed il notevole effetto distorsivo che alcuni prodotti/sottoprodotti di origine agricola avrebbero sui mercati locali (ad esempio la paglia è utilizzata anche come lettiera per gli allevamenti, pertanto l’impiego in centrale avrebbe come effetto l’incremento dei prezzi di approvvigionamento; il legname derivante dalle utilizzazioni boschive nella peggiore dei casi viene utilizzato come legna da ardere, pertanto l’impiego in centrale comporterebbe un incremento dei prezzi).

4 Il progetto

4.1 Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento

Individuazione dei criteri di progettazione delle strutture e degli impianti, in particolare per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione; individuazione dei parametri dimensionali e strutturali completi di descrizione del rapporto dell'intervento (impianto, opere e infrastrutture indispensabili) con l'area circostante

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.

Il censimento 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, ha un impatto sull'ambiente circostante più basso delle altre soluzioni prese in considerazione.

Metodologia utilizzata per l'inserimento del parco eolico sul territorio

Per il posizionamento degli aerogeneratori, selezionati in base alle caratteristiche anemologiche del sito analizzate attentamente grazie alle rilevazioni eseguite, sono state considerate numerose ipotesi ricercando, anzitutto, il rispetto dei vincoli posti da normativa nazionale circa i livelli di pressione sonora (impatto acustico) e quindi la soluzione capace di garantire il migliore compromesso tra impatto paesaggistico 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 6 aerogeneratori in agro di Simeri Crichi, tutti aventi potenza unitaria pari a 6,0 MW per una potenza complessiva di 36,0 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 4 m/s a 25 m dal suolo;
- distanza dai centri abitati: maggiore di 1.000 m;
- distanza minima subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti da fabbricati registrati al catasto alle categorie:
 - B1: Collegi e convitti, educandati; ricoveri; orfanotrofi; ospizi; conventi; seminari; caserme;
 - B2: Case di cura ed ospedali (senza fine di lucro);
 - B5: Scuole e laboratori scientifici;
 - D4: Case di cura ed ospedali (con fine di lucro);
 - D10: Fabbricati per funzioni produttive connesse alle attività agricole.

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

- distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti e comunque non inferiore a 300 metri;
- distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 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 5,0 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;
- distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazione astronomica e di rilevazione dei dati spaziali.

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 apparentemente casuale ma comunque studiata per limitare l'impatto visivo; 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.
- Impatto sull’ambiente e aspetto paesaggistico: 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 la distanza massima di gittata prevista (nella fattispecie circa 197 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;
- Compatibile con le esigenze di fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo della regione;
- Coerente con le esigenze di diversificazione delle fonti primarie e delle tecnologie produttive;
- Concepito con un grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento al rendimento energetico ed al livello di emissioni dell’impianto proposto;
- Concepito utilizzando le migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- Finalizzato a minimizzare i costi di trasporto dell’energia e dell’impatto ambientale delle nuove infrastrutture di collegamento alle reti esistenti;
- Concepito dando priorità alla valorizzazione e riqualificazione delle aree territoriali interessate compreso il contributo allo sviluppo ed all’adeguamento della forestazione ovvero tutte le altre misure di compensazione delle criticità ambientali territoriali assunte anche a seguito di eventuali accordi tra il proponente e l’Ente.

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

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

Le fondazioni delle torri saranno costituite da plinti in c.a. di idonee dimensioni poggianti su pali in c.a. trivellati.

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 compattate 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 a circa 2.310 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; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, con un'area pari a circa 8.000 m² che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

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

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

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

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

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

Le necessità di trasporto dei componenti di impianto impongono che le strade abbiano larghezza minima di 5 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 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, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinandole 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 per circa 20,7 Km 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 sottostazione elettrica di trasformazione.

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea della RTN a 150 kV “Catanzaro – Mesoraca”. In particolare, l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco in oggetto verrà convogliata tramite un cavidotto interrato a 36 kV (**soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202001125**).

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.

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.

Tutto ciò che non verrà inviato a discarica verrà consegnato a gestori autorizzati che provvederanno al conferimento degli stessi presso impianti di recupero dei rifiuti specificati precedentemente.

4.2 Descrizione del progetto

Individuazione dei parametri dimensionali e strutturali completi di descrizione del rapporto dell'intervento (impianto, opere e infrastrutture indispensabili) con l'area circostante

Nel sito in oggetto è prevista l'installazione di 6 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 6,0 MW, per una potenza complessiva di 36,0 MW.

In particolare, il modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è il Vestas V150 -HH105 o similare. L'impianto, ovvero il poligono che lo racchiude, occuperà un'area approssimativamente di circa 146 ha, solo marginalmente occupata 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.

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di Vestas V150 -HH105 o similare con potenza massima 6,0 MW.

Il futuro impianto sarà costituito essenzialmente da:

- 6 aerogeneratori con le caratteristiche indicate nelle sezioni precedenti;
- Opere civili: in particolare fondazioni in calcestruzzo armato delle torri (con relativo impianto di messa a terra), piazzole provvisorie per il deposito dei componenti e il successivo montaggio degli aerogeneratori, piazzole definitive per l'esercizio dell'impianto, piste di accesso alle postazioni delle turbine, adeguamento per quanto possibile dei tratti di viabilità già esistenti;
- Cavidotti interrati di interconnessione tra le macchine e di connessione dei diversi circuiti al punto di consegna;
- Nuova Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SET) in adiacenza ad una futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento della Stazione RTN a 150 kV.

La dislocazione degli aerogeneratori sul territorio è scaturita da un'attenta analisi di diversi fattori, tra cui, la morfologia del territorio, l'orografia, le condizioni di accessibilità al sito, le distanze da fabbricati e strade esistenti attraverso una serie di rilievi sul campo; oltre a ciò, sono state fatte 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 finalizzate a:

- Minimizzare l'impatto visivo;
- Ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- Ottimizzare il progetto della viabilità di servizio al parco;
- Ottimizzare la produzione energetica.
- Più in dettaglio i criteri ed i vincoli osservati nella definizione del layout sono stati i seguenti:
 - Potenziale eolico del sito;
 - Orografia e morfologia del sito;
 - Accessibilità e minimizzazione degli interventi sull'ambiente esistente;

- Disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 3D-5D atta a minimizzare l'effetto scia;
- Condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

Il numero complessivo e la posizione reciproca delle torri di un parco eolico è il risultato di complesse elaborazioni che tengono in debito conto la morfologia del territorio, le caratteristiche del vento e la tipologia delle stesse.

Inoltre, la disposizione degli aerogeneratori, risolta nell'ambito della progettazione di un parco eolico, deve conciliare due opposte esigenze:

- il funzionamento e la producibilità dell'impianto;
- la salvaguardia dell'ambiente nel quale si inseriscono riducendo, ovvero eliminando, le interferenze ambientali a carico del paesaggio e/o delle emergenze architettoniche/archeologiche.

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.

Tale disposizione, scaturita anche dall'analisi delle limitazioni connesse al rispetto dei vincoli gravanti sull'area, è stata interpolata con la valutazione di sicurezza del parco stesso.

La posizione di ciascun aerogeneratore rispetta la distanza massima di gittata prevista (nella fattispecie circa 197 m) per la tipologia di macchina da installare (cfr. Relazione specialistica — Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti).

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea della RTN a 150 kV "Catanzaro – Mesoraca". In particolare, l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco in oggetto verrà convogliata tramite un cavidotto interrato a 36 kV (**soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202001125**).

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 36/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

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

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

L’accesso all’area del parco potrà avvenire dalla SS106, ricorrendo poi a viabilità locale oltre che alla SP13.

Viabilità e piazzole

Questa categoria di opere civili è costituita dalle strade di accesso e di servizio che si rendono indispensabili per poter raggiungere i punti ove collocare fisicamente i generatori eolici a partire dalla viabilità esistente. La viabilità del parco sarà costituita da tratti di nuova realizzazione, ubicati perlopiù in terreni di proprietà privata, caratterizzati, ove possibile, da livellette radenti il terreno in situ in maniera da ridurre le opere di scavo.

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

I tratti di nuova realizzazione, ubicati perlopiù in terreni di proprietà privata, saranno caratterizzati, ove possibile, da livellette radenti il terreno in situ in maniera da ridurre le opere di scavo. Alcuni tratti di viabilità esistente necessitano di interventi di miglioramento e adeguamento della sede stradale, al fine di consentire il passaggio dei trasporti eccezionali; tuttavia, non saranno necessari movimenti terra significativi, per le condizioni generalmente discrete delle strade stesse. Viceversa, l’adeguamento di dette strade avrà un impatto positivo per i coltivatori della zona, andando a migliorarne la fruibilità e rimanendo immutata la destinazione d’uso delle stesse, che rimarranno pubbliche.

Detti adeguamenti prevedranno dei raccordi agli incroci di strade e nei punti di maggiore deviazione della direzione stradale oltre ad ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza. Nella fattispecie, la sede stradale sarà portata ad una larghezza minima della carreggiata stradale pari a 5 m; nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m), per cui saranno necessari interventi di adeguamento di alcuni tratti di viabilità esistente al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

Sulle strade già adeguate sarà infine necessario realizzare area di manovra sugli svincoli con opportuni raggi di curvatura. Le modalità di realizzazioni di tali aree sono le stesse di quella con cui saranno realizzate le nuove strade; inoltre, queste ultime verranno completamente ripristinate allo stato originario al termine delle attività di cantiere.

La realizzazione dei 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 dovessero diventare rilevanti) similmente alle carrarecce esistenti e avranno una larghezza pari ad almeno a 5 m per uno sviluppo lineare pari a circa 2.308 metri. La tabella seguente riporta i dettagli relativi ai tracciati stradali previsti in progetto. Il corpo stradale dei tratti in rilevato sarà realizzato, prevalentemente, utilizzando terreno proveniente dagli scavi.

Tabella 8: Lunghezza tracciati stradali di progetto

Tratto	Larghezza viabilita' (m)	Ex novo (m)	Adeguamento (m)	Lunghezza totale (m)	Lunghezze tratti da Cementare (pendenza longitudinale >14%) (m)
ROAD T1	5	631	165	796	75
ROAD T2	5	450	0	450	150
ROAD T3	5	310	245	555	75
ROAD T4	5	391	0	391	75
ROAD T5	5	274	0	274	90
ROAD T6	5	252	0	252	50

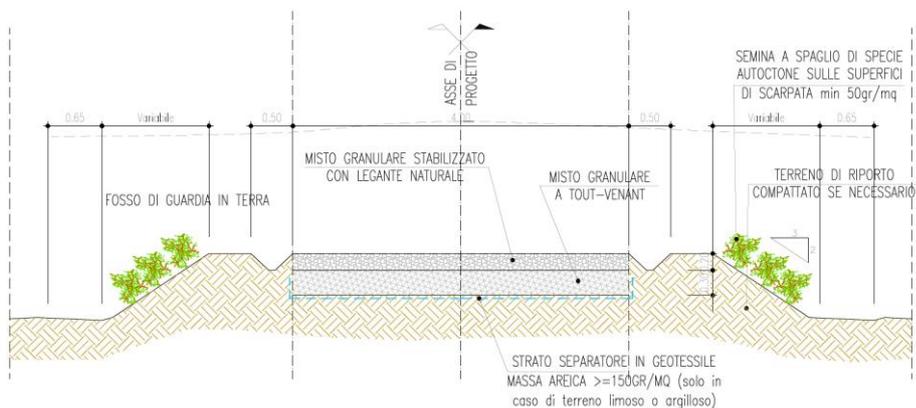


Figura 21: sezione tipo rilevato strada

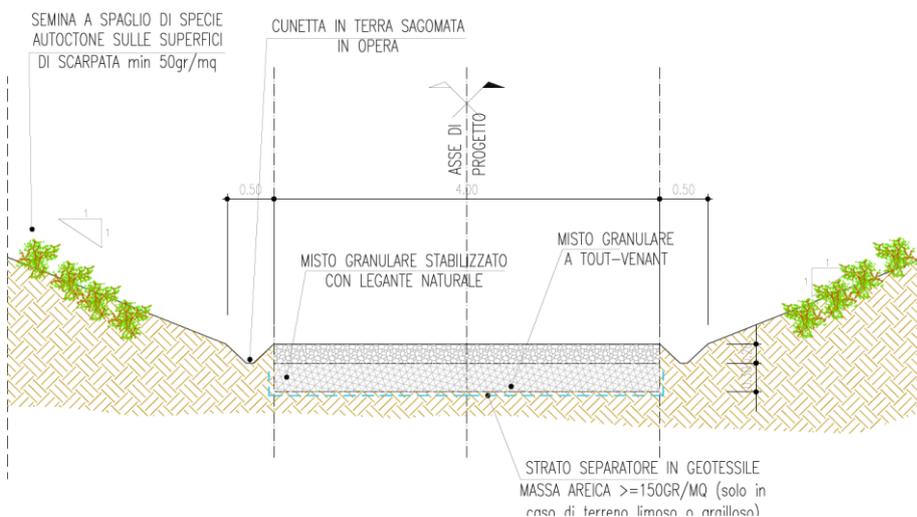


Figura 22: sezione tipo trincea strada

Per la viabilità esistente (strade provinciali, comunali e poderali), ove fosse necessario ripristinare il pacchetto stradale per garantire la portanza minima o allargare la sezione stradale per adeguarla a quella di progetto, si eseguiranno le modalità costruttive previste per i tratti ex novo.

Si precisa che gli allargamenti delle sedi stradali avverranno in sinistra o in destra in funzione dell'esistenza di vegetazione di pregio (aree arborate o colture di pregio); laddove non si riscontrassero situazioni particolari, legate all'eventuale uso del territorio, l'allargamento avverrà indifferentemente in entrambe le direzioni.

Tutte le strade realizzate ex novo saranno, in futuro, solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, chiuse al pubblico passaggio (ad esclusione dei proprietari dei fondi interessati), e saranno realizzate seguendo il più possibile l'andamento topografico esistente in loco.

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.

Cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale

I cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale in AT attraverseranno il territorio comunale di: Simeri Crichi e Catanzaro in provincia di Catanzaro.

Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 2 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: $6,0 \times 4 = 24,0$ MW (T1-T2-T3-T4- SSE);
- Sottocampo 1: $6,0 \times 2 = 12,0$ MW (T5-T6- SSE);

La rete di cavidotti AT si estende per circa 20,7 Km.

La stazione elettrica

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202001125 del 31.05.2022), prevede che il futuro impianto eolico venga collegato **in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica della RTN da inserire in entra-esce sulla linea 150 kV “Calusia – Mesoraca – Belcastro” nel territorio comunale di Catanzaro, previa realizzazione degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna nell'area (Intervento 521-P – Elettrodotto 150 kV “Catanzaro – Belcastro – Mesoraca – Calusia”).**

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 36/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

La cabina di raccolta posizionata in zona limitrofa a quella della SE 36-150kV “Bellino” sarà costituita da un fabbricato in c.a.o. di dimensioni in pianta pari a 25m x 10m,

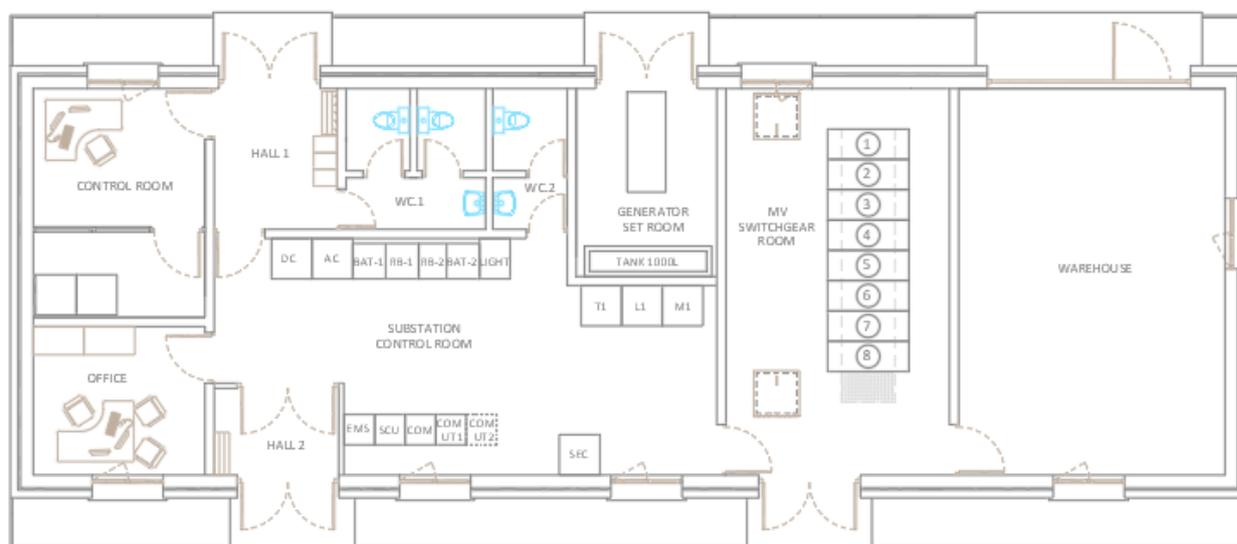


Figura 23 – Cabina di raccolta

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. La configurazione RTN proposta è in fase di valutazione da parte di TERNA.

Descrizione degli aerogeneratori

Per il Parco eolico in oggetto, il proponente ha optato per un aerogeneratore di grande taglia ad asse orizzontale con rotore tripala le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- Rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 150 m, posto sopravvento alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- Navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore BT/AT e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- Torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio, avente altezza fino all'asse del rotore pari a massimi 105 m;
- Altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 180 m;
- Area spazzata massima 17.663m².

In particolare, il modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è il Vestas V150-HH105 da 6,0 MW o similare.

La spinta del vento, agendo sul profilo alare delle pale, provoca la rotazione del rotore e la conseguente produzione di energia meccanica, che viene poi trasformata in energia elettrica dal generatore.

Questo schema di funzionamento, molto semplice in principio, viene garantito nella realtà da una serie di componenti elettromeccanici, per la maggior parte contenuti all'interno della navicella, che oggi, grazie alla ricerca e alla sperimentazione maturata negli anni, hanno raggiunto un livello di efficienza tale da rendere l'eolico una delle fonti rinnovabili più competitive sul mercato.

I componenti principali degli aerogeneratori sono costituiti dal rotore, dal sistema di trasmissione, dal generatore, dal sistema di frenatura, dal sistema di orientamento, dalla gondola e dalla torre. L'albero principale trasmette la potenza al generatore tramite un sistema di riduzione. Tale sistema è composto da uno stadio planetario e 2 stadi ad assi paralleli. Da questo la potenza è trasmessa, tramite l'accoppiamento a giunto cardanico, al generatore.

Il sistema di arresto principale è costituito dal blocco totale delle pale mentre quello secondario è un sistema di emergenza a disco attivato idraulicamente e montato sull'albero del sistema di riduzione. In particolare, l'azione congiunta del freno primario aerodinamico e del freno meccanico di emergenza (situato all'uscita dell'asse veloce del moltiplicatore) con sistema di controllo idraulico, permette una frenata controllata che evita danneggiamenti a causa di trasmissione di carichi eccessivi.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono costantemente monitorate e controllate da diverse unità a microprocessore. Il sistema di controllo è posizionato nella gondola. La variazione dell'angolo d'attacco delle pale è regolata da un sistema idraulico che permette una rotazione di 95°. Questo sistema fornisce anche pressione al sistema frenante.

Il sistema di imbardata, di tipo attivo per assicurare un ottimo adattamento a terreni complessi, è costituito da motori alimentati elettricamente e controllati dall'apposito sistema di controllo sulla base di informazioni ricevute dalla veletta montata sulla sommità della gondola. I meccanismi di imbardata fanno ruotare i pignoni che si collegano con l'anello a denti larghi montato in cima alla torre.

Il telaio della gondola poggia sulla corona di orientamento e scivola su un alloggiamento di nylon per evitare che gli sforzi trasmessi generino eccessive tensioni sugli ingranaggi del sistema di orientamento. La copertura della gondola, costituita da poliestere rinforzato con fibra di vetro, protegge tutti i componenti interni dagli agenti atmosferici. L'accesso alla gondola ospita anche un paranco di servizio della portata di 800 kg che può essere incrementata fino a 6.400 kg per sollevare i componenti principali.

La torre di sostegno di tipo tubolare avrà una struttura in acciaio, il colore della struttura sarà chiaro, avrà una forma tronco-conica e sarà costituita da quattro o più tronchi aventi altezza complessiva fino all'asse del rotore pari al massimo a 105 m. In questo modo è assicurata la possibilità di un più semplice trasporto. Le diverse sezioni sono state ottimizzate per lunghezza, diametro e peso allo scopo di assicurare anche un peso adeguato al trasporto. Il collegamento tra le singole sezioni è realizzato in cantiere tramite flange ad anello a forma di L, che sono bullonate fra loro. Il design dei tubi in acciaio è scelto in modo tale da permettere una combinazione modulare dei segmenti alle altezze al mozzo necessarie.

Il rotore si trova all'estremità dell'albero lento, ed è costituito da tre pale fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella. Il rotore è posto sopravento rispetto al sostegno. La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Nel caso del parco in oggetto, il rotore avrà diametro massimo di 150 m e una velocità di rotazione variabile tra circa 4 e 13 rpm. Combinato con un sistema di regolazione del passo delle

pale, fornisce la migliore resa possibile adattandosi allo stesso tempo alle specifiche della rete elettrica (accoppiamento con il generatore) e, allo stesso tempo, minimizzando le emissioni acustiche.

Le pale, a profilo alare, di lunghezza massima pari ad 75,0 m, composte in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fibra di carbonio, sono ottimizzate per operare a velocità variabile e saranno protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato. Saranno verniciate con colore chiaro.

L'interfaccia tra il rotore ed il sistema di trasmissione del moto è il mozzo a cui sono incernierate le tre pale. I cuscinetti delle pale sono imbullonati direttamente sul mozzo, che sostiene anche le flange per gli attuatori di passo e le corrispondenti unità di controllo. Il gruppo mozzo è schermato secondo il principio della gabbia di Faraday, in modo da fornire la protezione ottimale ai componenti elettronici installati al suo interno.

Il mozzo è generalmente realizzato in ghisa fusa a forma combinata di stella e sfera, in modo tale da ottenere un flusso di carico ottimale con un peso dei componenti ridotto e con dimensioni esterne contenute.

La navicella è il corpo centrale dell'aerogeneratore, costituita da una struttura portante in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera; è vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata. All'interno della navicella sono contenute le principali apparecchiature elettromeccaniche necessarie alla generazione di energia elettrica; in particolare si distinguono:

- Albero Lento
- Moltiplicatore di giri
- Albero Veloce
- Generatore
- Convertitore
- Trasformatore

Tutti i componenti sono assemblati modularmente sul basamento. Ciò consente l'utilizzo di una gru di dimensioni ridotte per l'assemblaggio in sito e semplifica i successivi lavori di manutenzione e riparazione. La navicella contiene l'albero lento, unito direttamente al mozzo, che trasmette la potenza captata dalle pale al generatore attraverso un moltiplicatore di giri.

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

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla Cabina di Raccolta ed immessa nella RTN tramite il sistema di sbarre presente nella nuova SE 36-150kV prevista da Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la cabina di raccolta avverranno tramite linee a 36kV interrato ubicate sfruttando per quanto possibile in fregio alla rete stradale esistente ovvero lungo la rete viaria da adeguare/realizzare ex novo nell'ambito del presente progetto.

Ciascun aerogeneratore sarà dotato di un generatore e relativo convertitore. Inoltre, sarà equipaggiato con un trasformatore BT/MT oltre a tutti gli organi di protezione ed interruzione atti a proteggere la macchina e la linea elettrica in partenza dalla stessa.

All'interno del generatore eolico, la tensione BT a 0.720 kV in arrivo dalla macchina verrà elevata a 36 kV tramite un trasformatore elevatore dedicato. Ogni aerogeneratore avrà al suo interno:

- L'arrivo del cavo BT (0.720 kV) proveniente dal generatore-convertitore;
- il trasformatore elevatore (0.720/36 kV);
- la cella (36 kV) per la partenza verso i quadri di macchina e da lì verso la Stazione di trasformazione.
- Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 2 circuiti (o sottocampi) così costituiti:
 - Sottocampo 1: $6,0 \times 4 = 24$ MW (T1-T2-T3-T4)
 - Sottocampo 2: $6,0 \times 2 = 12$ MW (T5-T6)

La rete elettrica a 36kV sarà realizzata con posa completamente interrata 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.

Per il collegamento degli aerogeneratori si prevede la realizzazione di linee a 36kV a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

Il percorso del collegamento del Parco Eolico alla Cabina di consegna è stato scelto tenendo conto di molteplici fattori, quali:

- contenere per quanto possibile i tracciati dei cavidotti sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico-economica;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse ed isolate, rispettando le distanze prescritte dalla normativa vigente;
- Evitare interferenze con zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- transitare su aree di minor pregio interessando aree prevalentemente agricole e sfruttando la viabilità esistente per quanto possibile.

La rete a 36 kV sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo ARE4H5E 20,8/36 kV o equivalenti con conduttore in rame.

L'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

Il cavo a fibre ottiche per il monitoraggio ed il telecontrollo delle turbine sarà di tipo monomodale e verrà alloggiato all'interno di un tubo corrugato in PVC o in un monotubo in PEAD posto nello stesso scavo del cavo di potenza.

Insieme al cavo di potenza ed alle fibre ottiche vi sarà anche un dispersore di terra a corda di 50 mm² che collegherà gli impianti di terra delle singole turbine allo scopo di abbassare le tensioni di passo e di contatto e di disperdere le correnti dovute alle fulminazioni.

I cavi verranno posati ad una profondità di circa 110 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza variabile compresa tra 50 cm e 1m (cfr. sezioni tipo cavidotto). La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo cavidotto).

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

La posa dei cavi si articolerà nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità precedentemente menzionate;
- posa del cavo di potenza e del dispersore di terra;
- eventuale rinterro parziale con strato di sabbia vagliata;
- posa del tubo contenente il cavo in fibre ottiche;
- posa dei tegoli protettivi;
- rinterro parziale con terreno di scavo;
- posa nastro monitore;
- rinterro complessivo con ripristino della superficie originaria;
- apposizione di paletti di segnalazione presenza cavo.

L'asse del cavo posato nella trincea si scosterà dall'asse della stessa solo di qualche centimetro a destra ed a sinistra, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno. Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro applicati ai conduttori non dovranno superare i 60 N/mm² rispetto alla sezione totale. Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 3 m.

Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo verrà messo a terra da entrambe le estremità della linea.

In corrispondenza dell'estremità di cavo connesso alla cabina di raccolta, onde evitare il trasferimento di tensioni di contatto pericolose a causa di un guasto sull'alta tensione, la messa a terra dello schermo avverrà solo all'estremità connessa alla stazione di utenza.

La realizzazione delle giunzioni verrà effettuata secondo le seguenti indicazioni:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- utilizzare esclusivamente materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa saranno applicate delle targhe identificatrici su ciascun giunto in modo da poter individuare l'esecutore, la data e le modalità d'esecuzione.

Su ciascun tronco fra l'ultima turbina e la cabina di raccolta verranno collocati dei giunti di isolamento tra gli schermi dei due diversi impianti di terra (dispersore di terra della stazione elettrica

e dispersore di terra dell'impianto eolico). Essi garantiranno la tenuta alla tensione che si può stabilire tra i due schermi dei cavi a 36kV.

Le terminazioni dei cavi in fibra ottica dovranno essere effettuate nella seguente modalità:

- posa del cavo, da terra al relativo cassetto ottico, previa eliminazione della parte eccedente, con fissaggio del cavo o a parete o ad elementi verticali con apposite fascette, ogni 0,50 m circa;
- sbucciatura progressiva del cavo;
- fornitura ed applicazione, su ciascuna fibra ottica, di connettore;
- esecuzione della "lappatura" finale del terminale;
- fissaggio di ciascuna fibra ottica.

Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto:

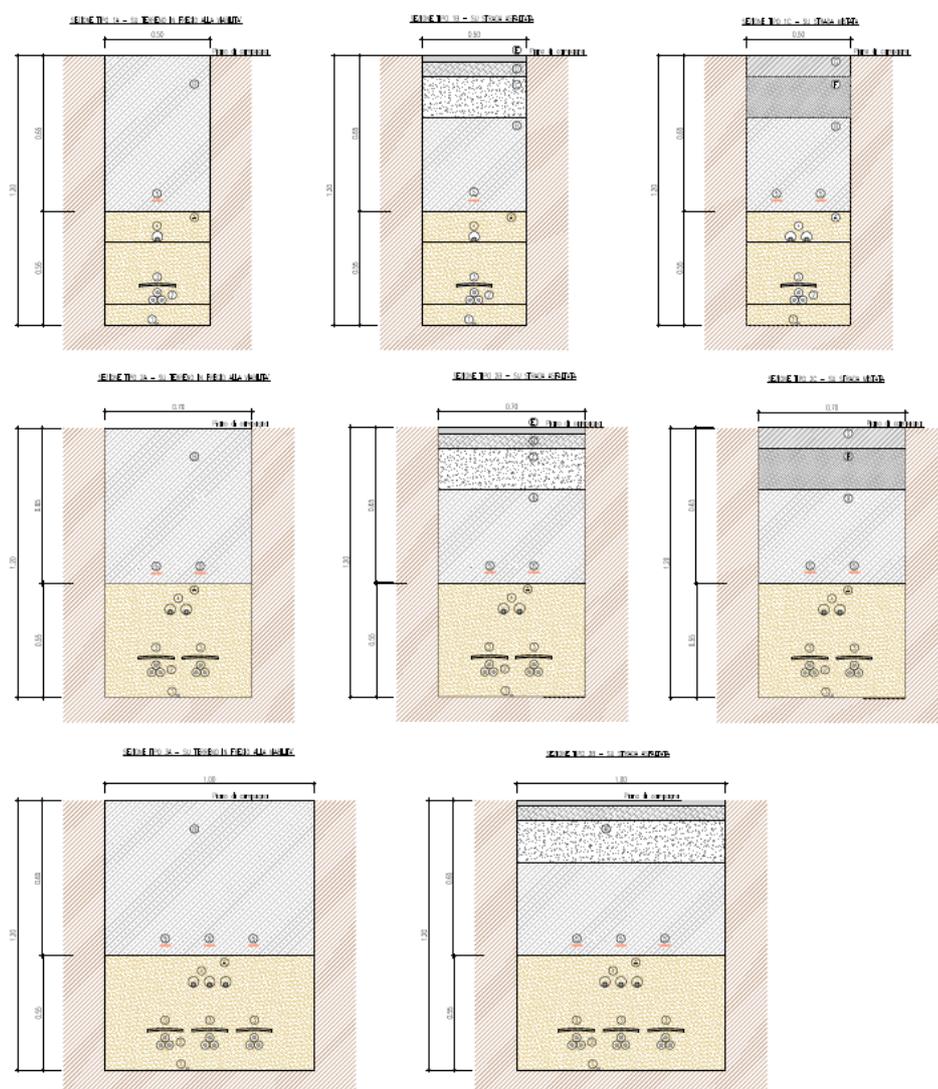


Figura 24: sezioni tipo cavidotti

LEGENDA		
(A) Sabbia ϕ 0–3 mm	(1) Cavo di terra	(G) Stabilizzato ϕ 0–25 mm
(B) Rinterro con terreno proveniente dagli scavi	(2) Cavi MT	
(C) Conglomerato bituminoso – Strato di base	(3) Tegolino di protezione	
(D) Conglomerato bituminoso – Strato di collegamento (Bynder)	(4) Fibra ottica in tubazione ϕ 50	
(E) Strato di usura	(5) Nastro monitore	
(F) Pietrisco ϕ 70–120 mm	(6) Cavidotto in PEAD SN 8 ϕ 150	

Figura 25: legenda sezioni cavidotto

Tabella 9: Portate e perdite di tensione del Circuito 1

Circuito	Potenza	Tensione	cosfi	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	terme		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione				Portata cavo	
										numero	distanza			K1	K2	K3	K4		I ₁
T1-1	6.0	36	0.9	106.92	300	ALLUMINIO	EPR	419	40	1	0.25	1.2	1.5	1.00	0.98	0.85	297	VERIFICATO	
T2-1	6.0	36	0.9	106.92	300	ALLUMINIO	EPR	419	40	2	0.25	1.2	1.5	0.85	0.90	0.85	267	VERIFICATO	
T2-1	12.0	36	0.9	213.83	300	ALLUMINIO	EPR	419	40	2	0.25	1.2	1.5	0.85	0.90	0.85	267	VERIFICATO	
1-2	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	1	0.25	1.2	1.5	1.00	0.98	0.85	387	VERIFICATO	
T3-2	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	2	0.25	1.2	1.5	0.85	0.90	0.85	349	VERIFICATO	
T3-2	18.0	36	0.9	320.75	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	2	0.25	1.2	1.5	0.85	0.90	0.85	349	VERIFICATO	
T3-2	18.0	36	0.9	320.75	630	ALLUMINIO	EPR	622	40	1	0.25	1.2	1.5	0.85	1.00	0.98	440	VERIFICATO	
T4-3	18.0	36	0.9	320.75	630	ALLUMINIO	EPR	622	40	3	0.25	1.2	1.5	0.85	0.85	0.98	374	VERIFICATO	
T4-3b	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	3	0.25	1.2	1.5	0.85	0.85	0.98	329	VERIFICATO	
T4-3b	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	3	0.25	1.2	1.5	0.85	0.85	0.98	329	VERIFICATO	
3-4a	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	2	0.25	1.2	1.5	0.85	0.90	0.85	349	VERIFICATO	
3-4b	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	2	0.25	1.2	1.5	0.85	0.90	0.85	349	VERIFICATO	
ESTERNO 1	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	3	0.25	1.2	1.5	0.85	0.85	0.98	329	VERIFICATO	
ESTERNO 2	12.0	36	0.9	213.83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	3	0.25	1.2	1.5	0.85	0.85	0.98	329	VERIFICATO	

CIRCUITO	ESTERNO													
	T1-1	T2-1	1-2	T3-2	T3-2	T3-2	2-3	T4-3	T4-3a	T4-3b	3-4a	3-4b	ESTERNO 1	ESTERNO 2
TIPO CAVO	ALLUMINIO 21/36KV													
Tensione trasporto	36	36	36	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	0.9	0.9	0.9
Sinfi	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Pn	6.00	6.00	12.00	12.00	12.00	18.00	18.00	18.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Corrente di impiego	106.92	106.92	213.83	213.83	213.83	320.75	320.75	320.75	213.83	213.83	213.83	213.83	213.83	213.83
sezione cavo	300	300	500	500	500	630	630	630	500	500	500	500	500	500
Lunghezza linea	1.823	414	1.084	636	636	1.551	1.551	1.551	1.966	1.966	1.966	1.870	1.870	1.651
Resistenza della linea	0.100	0.100	0.065	0.065	0.065	0.047	0.047	0.047	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065
Reattanza della linea	0.104	0.104	0.098	0.098	0.098	0.095	0.095	0.095	0.098	0.098	0.098	0.098	0.098	0.098
ΔV	45.7	10.4	15.5	23.9	23.9	72.4	63.6	63.6	51.3	51.3	70.1	70.1	62.0	62.0
ΔV %	0.13%	0.03%	0.04%	0.07%	0.08%	0.20%	0.18%	0.18%	0.14%	0.14%	0.19%	0.19%	0.17%	0.17%
PORTATA	VERIFICATO													

Tabella 10 – Portate e perdite di tensione del Circuito 2

Circuito	Potenza P MW	Tensione Vn KV	cosfi	Corrente di utilizzo I _b	Sezione cavo S mm ²	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale I ₀ A	Temp. terreno T °C	terne		Profondità di posa m	Resistività termica K ² m/W	fattori di correzione				Portata cavo I _c A		
										numero	distanza m			K1	K2	K3	K4			
T6-5	6,0	36	0,9	106,92	300	ALLUMINIO	EPR	419	40	1	0,25	1,2	1,5	0,85	1,00	0,98	0,85	0,85	297	VERIFICATO
T5-5	6,0	36	0,9	106,92	300	ALLUMINIO	EPR	419	40	2	0,25	1,2	1,5	0,85	0,90	0,98	0,85	0,85	267	VERIFICATO
T5-5	12,0	36	0,9	213,83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	2	0,25	1,2	1,5	0,85	0,90	0,98	0,85	0,85	349	VERIFICATO
4-5	12,0	36	0,9	213,83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	1	0,25	1,2	1,5	0,85	1,00	0,98	0,85	0,85	387	VERIFICATO
ESTERNO 1	12,0	36	0,9	213,83	500	ALLUMINIO	EPR	547	40	3	0,25	1,2	1,5	0,85	0,85	0,98	0,85	0,85	329	VERIFICATO

CIRCUITO	ESTERNO											
	T6-5	T5-5	T5-5	4-5	ESTERNO 1							
TIPO CAVO	ALLUMINIO 21/36KV											
Tensione trasporto Vn KV	36	36	36	36	36							
Cosfi	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9							
Sinfi	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4							
Potenza nominale Pn MW	6,00	6,00	12,00	12,00	12,00							
Corrente di impiego I ₀ A	106,92	106,92	213,83	213,83	213,83							
sezione cavo S mm ²	300	300	500	500	500							
Lunghezza linea L m	778	261	261	1.965	1.653							
Resistenza della linea R _L Ω / km	0,100	0,100	0,065	0,065	0,065							
Reattanza della linea X _L Ω / km	0,104	0,104	0,098	0,098	0,098							
Caduta di tensione	ΔV V	19,5	6,5	9,8	73,8	62,0						
	ΔV %	0,05%	0,02%	0,03%	0,21%	0,17%						
PORTATA	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO						

6 Disponibilità aree ed individuazione interferenze

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

Così come le infrastrutture lineari energetiche, il procedimento autorizzatorio di cui all'art. 12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi, comporta la dichiarazione di pubblica utilità degli interventi previsti a progetto, ai sensi degli artt. 52-quater “Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità” e 52-quinquies “Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali” d.p.pr. 327/2001. Ne consegue che le aree scelte per la realizzazione dell'impianto risultano disponibili a norma di legge.

Censimento delle interferenze e degli enti gestori

Le reti esistenti nell'area d'intervento che interferiscono con le opere di progetto sono di tipo viario: in particolare sono da annoverare diverse strade locali ed interpoderali, ed il reticolo idrografico. In questo caso l'Ente è Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale (UoM Regionale Calabria e interregionale Lao).

Accertamento di eventuali interferenze con strutture esistenti

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

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

Inoltre, si evidenziano interferenze tra i cavidotti interrati ed il reticolo idrografico in corrispondenza dei tracciati stradali che portano verso la futura sottostazione; in tali situazioni è prevista la posa dei cavidotti mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), in seguito ad analisi idraulica è stata determinata una profondità di posa dei cavidotti in progetto pari a quella massima di escavazione più un franco di sicurezza di 1,00 m (cfr. Relazione idrologica e idraulica).

In corrispondenza dei viadotti, l'interferenza viene risolta mediante staffaggio.

In particolare, il cavidotto di collegamento in diversi punti verrà realizzato in TOC allo scopo di risolvere senza interferenze visibili o dirette, tali interferenze sono meglio rappresentate negli elaborati “Planimetria con individuazione delle interferenze”.

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

Le strade giudicate non idonee al transito dei mezzi saranno oggetto di interventi di adeguamento per allargarne la sede stradale fino a circa 5,0 m, e nell'aumento del raggio di curvatura, il quale in nessun caso sarà inferiore a 70 metri.

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

7 Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell’impianto

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

Livelli di Rumore dell’Aerogeneratore

In base alle valutazioni effettuate nello studio previsionale di impatto acustico, ipotizzando lo scenario di funzionamento più gravoso dal punto di vista delle emissioni di rumore del parco eolico “Roccani” 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 di 1.000 m dalla posizione dei ricettori individuati. Tale valutazione ha confermato il rispetto di tutti i limiti normativi.

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

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

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

Shadow flickering

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

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

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

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

Lo *shadow flickering* (ombreggiamento intermittente) avviene quando le pale dell’aerogeneratore oscurano i raggi del sole visti da uno specifico punto (es. una finestra di un

edificio). L’impatto da ombra è nullo nelle giornate di sole quando la risorsa vento è assente, in questo caso, infatti, il movimento dell’ombra risulta lento ed impercettibile.

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

- della latitudine locale, allo scopo di considerare il corretto diagramma solare;
- della geometria effettiva delle macchine previste, ed in particolare dell'altezza complessiva di macchina, intesa come somma tra l'altezza del mozzo ed il raggio del rotore;
- dell'orientamento del rotore rispetto al ricettore;
- della posizione del sole e quindi della proiezione dell'ombra rispetto ai 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 11: risultati del calcolo

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso “realistico”	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R01	156	175,1	36,6	A3
R02	0	0	0,0	A4-C2
R03	99	86,5	18,1	A7
R04	117	97,7	20,4	A2
R05	133	120,3	25,1	A7
R06	123	120,6	25,2	A03
R07	0	0	0,0	A03
R08	0	0	0,0	A3

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R09	52	17,9	3,7	A03
R10	34	11,6	2,4	A03/C06
R11	36	12,9	2,7	A02/A03/C02
R12	36	13,1	2,7	A02/A03/C02
R13	41	17,1	3,6	A07
R14	37	13,5	2,8	A02/A03/C02
R15	36	13,3	2,8	A02/A03/C02
R16	36	13,7	2,9	A04/C02
R17	36	13,7	2,9	A04/C02
R18	38	13,9	2,9	A04/C02
R19	41	16,1	3,4	A04/C02
R20	52	21,1	4,4	A03/A04/F01
R21	72	29,5	6,2	A03/F03
R22	83	35,1	7,3	A03/C06
R23	18	3,2	0,7	A04/C02/C07
R24	31	9,6	2,0	A03
R25	0	0,0	0,0	A03/F02
R26	35	11,9	2,5	A03/C02
R27	81	33,6	7,0	A03
R28	36	13,4	2,8	A01
R29	36	12,1	2,5	A02
R30	60	21,1	4,4	A02/A03/D10
R31	64	22,8	4,8	A02/D10
R32	70	23,8	5,0	A02/A03/D10
R33	84	28,4	5,9	A03/F05
R34	53	19,7	4,1	A03/A10
R35	53	19,7	4,1	A03/A10
R36	51	17,8	3,7	A04
R37	63	24,1	5,0	A07
R38	156	175,1	36,6	A04
R39	132	61,6	12,9	A03/F03
R40	102	42,3	8,8	A07/C02/F03
R41	80	34,8	7,3	A03/A02
R42	82	36,3	7,6	A03/A02
R43	83	37,2	7,8	A03
R44	80	32,5	6,8	A03

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso “realistico”	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R45	90	34,5	7,2	A03
R46	0	0	0,0	A03
R47	7	0,5	0,1	A03/F05
R48	31	8,3	1,7	A03
R49	35	12,5	2,6	A03
R50	24	8,7	1,8	A03
R51	41	13,7	2,9	A03/F01
R52	40	13,4	2,8	A02
R53	39	14,4	3,0	A03/A04/C02
R54	29	11	2,3	A03
R55	26	8,8	1,8	A04
R56	18	5,1	1,1	A03
R57	48	15,2	3,2	A03/F01
R58	46	14,7	3,1	A03
R59	75	27,2	5,7	A03/C02/F05
R60	35	4,4	0,9	A02
R61	0	0	0,0	A02

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

Dall’analisi della tabella si evince che, dei ricettori considerati nel buffer di 1.500 m dagli aerogeneratori, solo tre fabbricati, classificati come abitazione, risultano essere soggetti al fenomeno per un numero di ore superiore a 30 nel corso dell’anno. Inoltre, nessuna abitazione risulta soggetta ad una durata superiore a 30 minuti al giorno.

Il dettaglio dei fabbricati che potrebbero essere soggetti al fenomeno dello shadow flickering è riportato nella tavola grafica allegata alla presente relazione.

In linea generale, l’effetto si può considerare trascurabile per via della scarsa durata del fenomeno che si riduce, nel caso realistico, a poche ore l’anno.

Infatti, se si considera il grafico della frequenza relativa alla direzione di provenienza del vento (figura successiva) per la torre anemometrica del parco eolico in oggetto si evince che i risultati sopra riportati possono essere ridotti di almeno un ulteriore 66,0 %, dal momento che la direzione prevalente del vento risulta essere E - O, per un totale del 44%. Alla luce di ciò, le ore del fenomeno

subiscono un ulteriore abbattimento, che le porta ad essere circa il 20,90% di quelle calcolate dal modello nell’ipotesi WORST CASE.

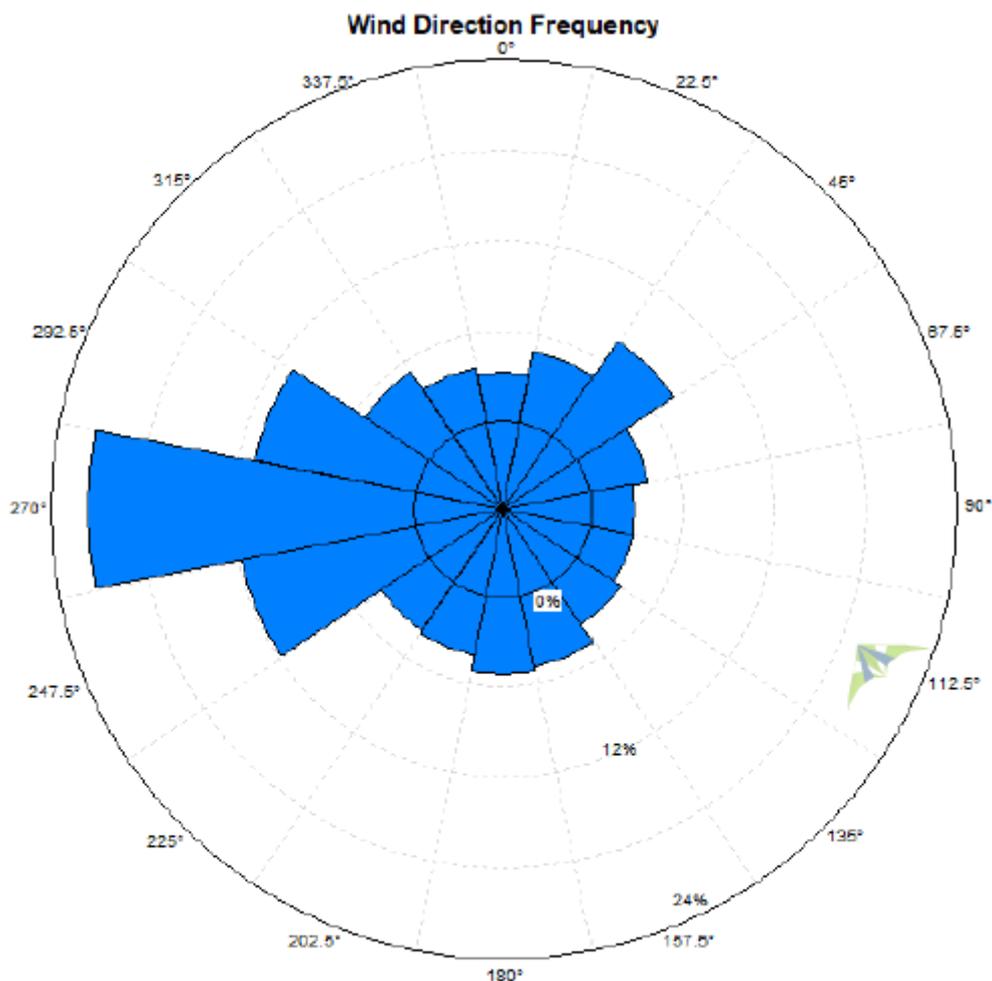


Figura 26: frequenza della direzione di provenienza del vento per la torre anemometrica di riferimento

Alla luce delle osservazioni appena condotte solamente 2 ricettori continuano a presentare un’esposizione al fenomeno, seppur minima, **alle 30 ore anno di riferimento, ovvero:**

- **R01** con 36,6 ore/anno;
- **R38** con 36,6 ore/anno.

A seguito di quanto descritto nelle sezioni precedenti si può concludere che, pur considerando una stima cautelativa in quanto non si è tenuto conto dell’eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole e i ricettori considerati, il fenomeno dello shadow flickering, nonostante il fatto che si presenti per 2 ricettori per un totale di ore superiore a 30, non impatta negativamente sulla popolazione di dati in esame.

Inoltre, si rappresenta che si tratta di fenomeni:

- limitati nello spazio, in quanto relativi solo a tre edifici molto prossimi;
- episodici durante l’anno e localizzati all’alba o al tramonto;

- di breve durata nel corso della giornata, in quanto ciascun edificio è interessato solo per un breve periodo;
- limitati come intensità, dal momento che la luce del sole, in condizioni di alba o tramonto, risulta di intensità modesta e, quindi, è modesta anche la variazione dovuta allo shadow flickering.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione dell'aerogeneratore di progetto è dell'ordine di 11 rotazioni al minuto, quindi nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;

Alla luce di quanto sopra esposto, al fine di ridurre e/o annullare completamente il fenomeno in oggetto e di eliminare completamente qualunque disturbo indotto sulle abitazioni interessate potrà essere prevista, di concerto con i proprietari dell'immobile, come intervento di mitigazione, la piantumazione di barriere sempreverdi (normali siepi di recinzione).

Le distanze reciproche tra generatori eolici e ricettori, le condizioni orografiche del sito considerato, determinano la pressoché totale assenza del fenomeno in esame. In aggiunta, il fenomeno si manifesta su un numero limitatissimo di ricettori esclusivamente quando il sole presenta un'altezza inferiore ai 15° sull'orizzonte, pertanto può ritenersi trascurabile, per l'elevata intensità della radiazione diffusa rispetto a quella diretta.

È comunque utile sottolineare che, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni effettuate sono state eseguite in condizioni non realistiche, ipotizzando che si verificano contemporaneamente le condizioni più sfavorevoli per un determinato ricettore potenzialmente soggetto a shadow flickering, ovvero concomitanza dei seguenti fattori: assenza di nuvole o nebbia, rotore frontale ai ricettori, rotore in movimento continuo, assenza di ostacoli, luce diretta. Pertanto, si sottolinea che i risultati presentati rappresentano il caso peggiore in cui si verificano i fattori sopra esposti in concomitanza per cui è ragionevole ritenere che tale fenomeno possa essere difficilmente percepito nelle condizioni reali.

Inoltre, qualora nonostante le simulazioni effettuate, il fenomeno risultai un problema per i ricettori maggiormente esposti, si potrà provvedere alla piantumazione di alberi lungo la congiungente ricettori-aerogeneratori, in modo da eliminare totalmente il fenomeno.

In allegato è riportata la mappa delle ore di ombreggiamento (shadow flickering) nel worst case così come elaborata dal modello impiegato.

Rottura accidentale degli organi rotanti

La tecnologia costruttiva degli aerogeneratori è alquanto sofisticata e di chiara derivazione aeronautica, per cui, la valutazione della gittata massima degli elementi di un aerogeneratore, in caso di rottura accidentale, comporta lo sviluppo di modelli di calcolo articolati e complessi.

In generale, in fase progettuale si preferisce utilizzare un modello di facile soluzione e che fornisca un risultato maggiorato di circa il 20%, garantendo così un ulteriore margine di sicurezza.

Il calcolo della gittata massima richiede la conoscenza dei valori H (altezza del mozzo), R (distanza dal mozzo del baricentro del frammento staccatosi dal rotore) e V (velocità di distacco del frammento di pala). Nel caso analizzato, i valori di H ed R sono rispettivamente H=105 m ed R=75 m

Il massimo numero di giri per minuto che l'aerogeneratore compie è pari 13, quindi supponendo che la rottura della pala avvenga vicino al mozzo e considerando R=25 m (lunghezza pala/3), si ottiene una velocità di distacco di 34 m/s nel baricentro della pala.

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

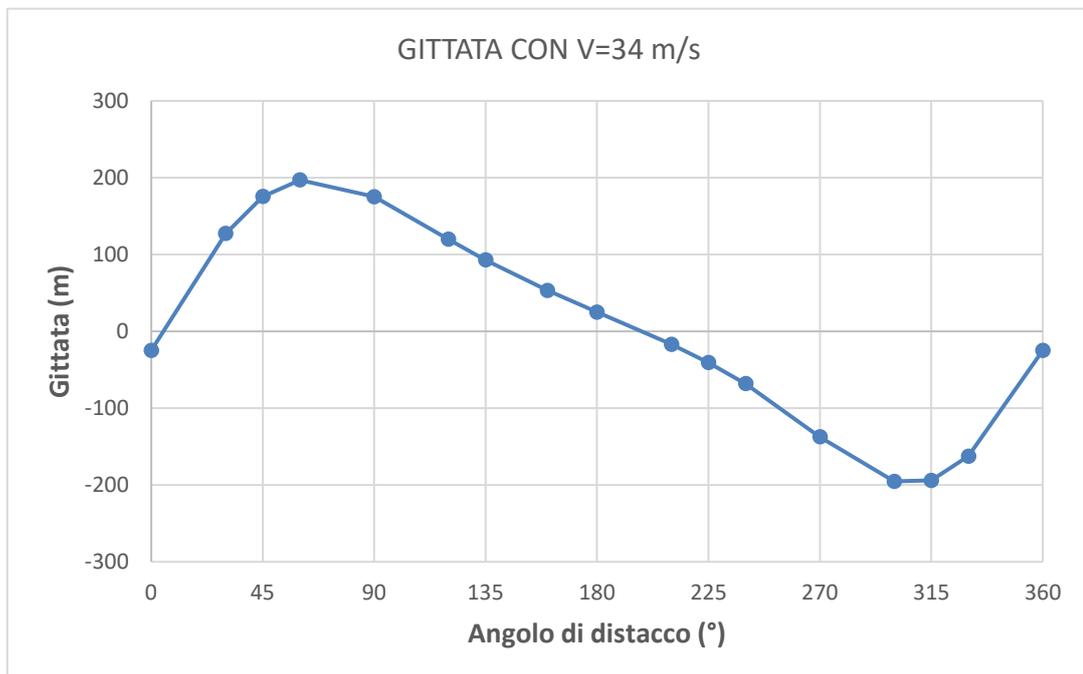


Figura 27: andamento della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco relativo all'aerogeneratore

La gittata massima è di circa 197 m.

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

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
POSITIVE	Molto alta	
	Alta	- 05.3 - Atmosfera - Esercizio - Emissioni di gas serra
	Moderata	- 04.5 - Acque - Esercizio - Consumo di risorsa idrica ed alterazione della qualità delle acque
	Bassa	- 01.2 - Popolazione e salute umana - Cantiere - Impatto sull’occupazione - 01.4 - Popolazione e salute umana - Esercizio - Impatto sull’occupazione
	Nessun impatto	
NEGATIVE	Bassa	- 01.1 - Popolazione e salute umana - Cantiere - Disturbo alla viabilità - 01.3 - Popolazione e salute umana - Cantiere - Effetti sulla salute pubblica - 01.5 - Popolazione e salute umana Esercizio - Effetti sulla salute pubblica - 02.1 - Biodiversità - Cantiere - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.2 - Biodiversità - Cantiere - Alterazione di habitat - 02.3 - Biodiversità - Cantiere - Disturbo alla fauna - 02.4 - Biodiversità - Esercizio - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.5 - Biodiversità - Esercizio - Disturbo alla fauna - 02.6 - Biodiversità - Esercizio - Mortalità per collisioni dell'avifauna - 02.7 - Biodiversità - Esercizio - Mortalità per collisioni dei chirotteri - 02.8 - Biodiversità - Esercizio - Incidenza sui siti Rete Natura 2000 limitrofi - 03.1 - Suolo e sottosuolo - Cantiere - Alterazione della qualità dei suoli - 03.2 - Suolo e sottosuolo - Cantiere - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 03.3 - Suolo e sottosuolo - Esercizio - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 04.1 - Geologia - Cantiere - Rischio di instabilità dei profili delle opere e dei rilevati - 04.2 - Acque - Cantiere - Alterazione della qualità delle acque superficiali e sotterranee - 04.3 - Acque - Cantiere - Consumo di risorsa idrica - 04.4 - Acque - Esercizio - Alterazione del drenaggio superficiale - 05.1 - Atmosfera - Cantiere - Emissioni di polvere - 05.2 - Atmosfera - Cantiere - Emissioni di gas serra da traffico veicolare - 06.1 - Sistema paesaggistico - Cantiere - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio - 07.1 - Rumore - Cantiere - Disturbo alla popolazione - 07.2 - Rumore - Esercizio - Disturbo alla popolazione - 07.3 - Campi elettromagnetici, shadow flickering e rottura accidentale organi rotanti - esercizio - Effetti sulla salute pubblica
	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 non superano il livello di significatività “basso”, a meno degli impatti di significatività moderata sulla componente paesaggio in fase di esercizio.

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.

Impatto visivo e paesaggistico

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 dell’impatto visivo 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 dell’impatto visivo 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.

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

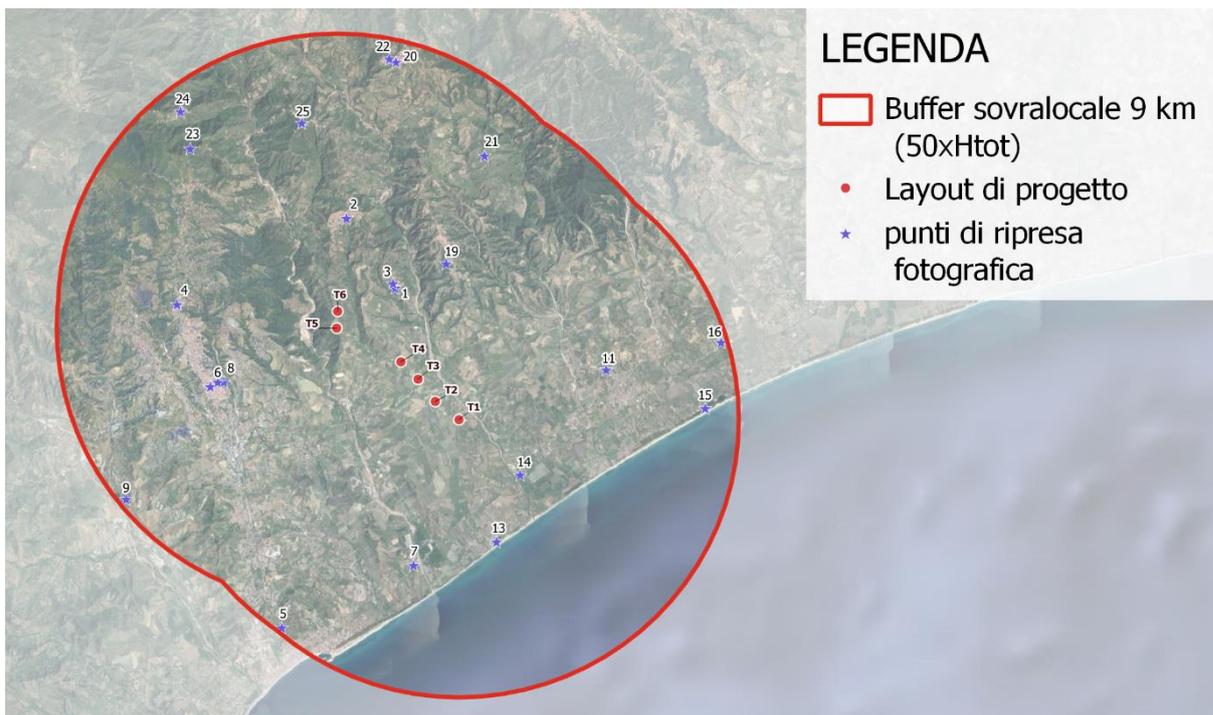


Figura 28: Mappa con localizzazione dei punti di ripresa fotografica



Figura 29: Fotoinserimento 1 – Ante operam



Figura 30: Fotoinserimento 1 – Post operam



Figura 31: Fotoinserimento 2 – Ante operam



Figura 32: Fotoinserimento 2 – Post operam



Figura 33: Fotoinserimento 3 – Ante operam



Figura 34: Fotoinserimento 3 – Post operam



Figura 35: Fotoinserimento 4 – Ante operam



Figura 36: Fotoinserimento 4 – Post operam



Figura 37: Fotoinserimento 5 – Ante operam



Figura 38: Fotoinserimento 5 – Post operam



Figura 39: Fotoinserimento 6 – Ante operam



Figura 40: Fotoinserimento 6 – Post operam



Figura 41: Fotoinserimento 7 – Ante operam



Figura 42: Fotoinserimento 7 – Post operam



Figura 43: Fotoinserimento 8 – Ante operam



Figura 44: Fotoinserimento 8 – Post operam



Figura 45: Fotoinserimento 9 – Ante operam



Figura 46: Fotoinserimento 9 – Post operam



Figura 47: Fotoinserimento 10 – Ante operam

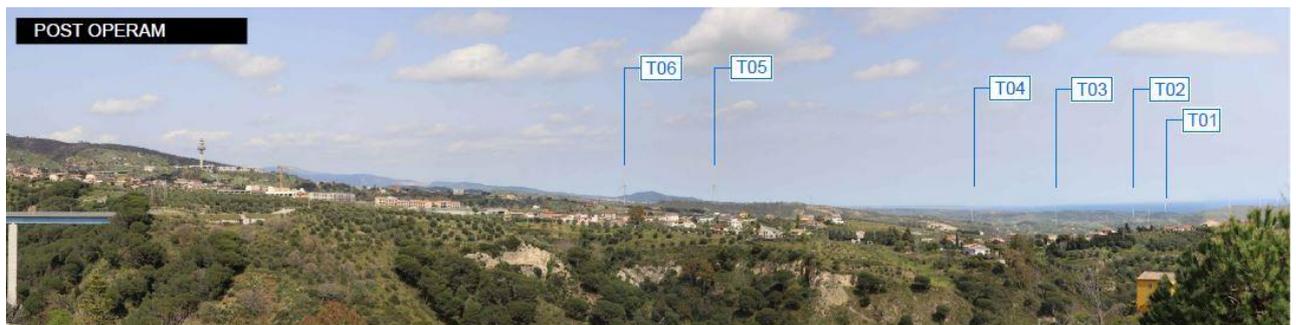


Figura 48: Fotoinserimento 10 – Post operam



Figura 49: Fotoinserimento 11 – Ante operam



Figura 50: Fotoinserimento 11 – Post operam



Figura 51: Fotoinserimento 13 – Ante operam

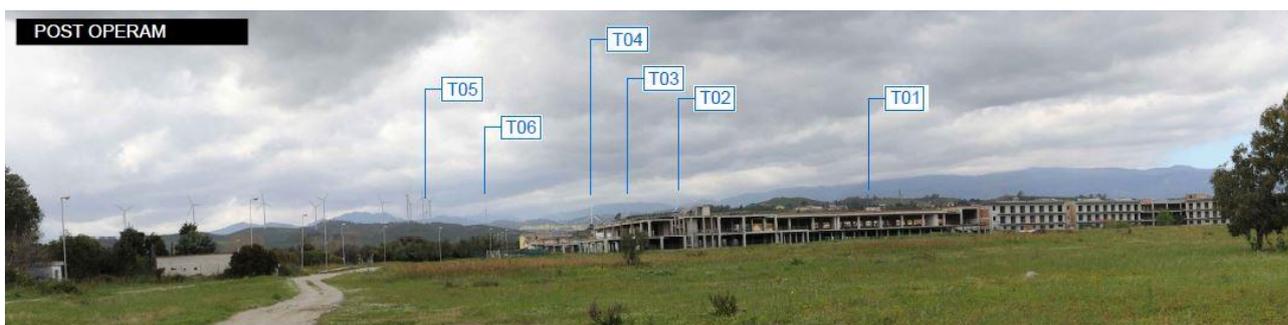


Figura 52: Fotoinserimento 13 – Post operam



Figura 53: Fotoinserimento 14 – Ante operam



Figura 54: Fotoinserimento 14 – Post operam



Figura 55: Fotoinserimento 17 – Ante operam

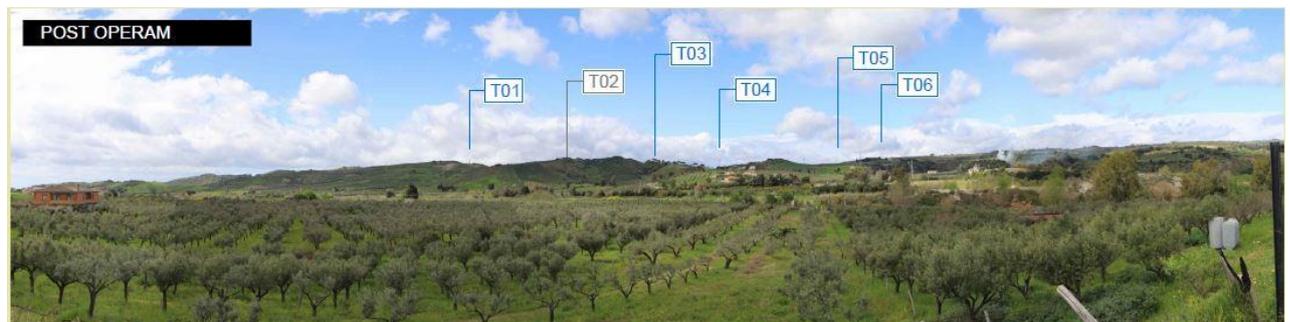


Figura 56: Fotoinserimento 17 – Post operam



Figura 57: Fotoinserimento 19 – Ante operam



Figura 58: Fotoinserimento 19 – Post operam



Figura 59: Fotoinserimento 20 – Ante operam



Figura 60: Fotoinserimento 20 – Post operam



Figura 61: Fotoinserimento 21 – Ante operam



Figura 62: Fotoinserimento 21 – Post operam



Figura 63: Fotoinserimento 22 – Ante operam



Figura 64: Fotoinserimento 22 – Post operam



Figura 65: Fotoinserimento 23 – Ante operam

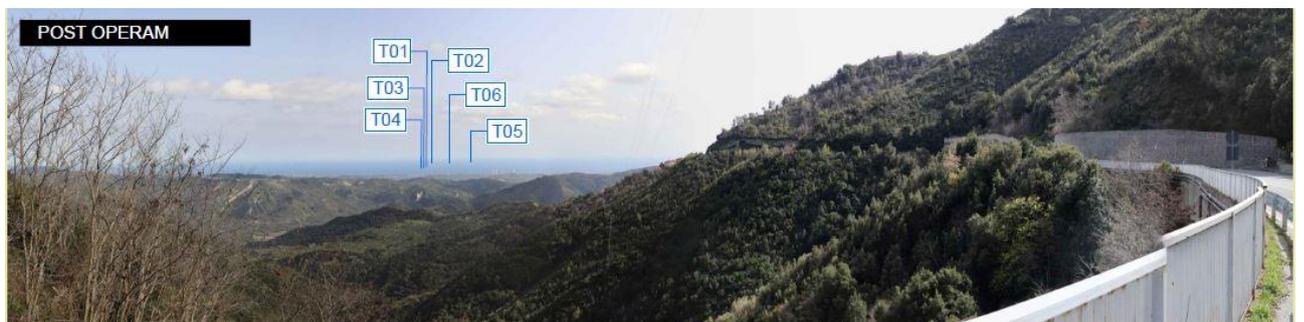


Figura 66: Fotoinserimento 23 – Post operam



Figura 67: Fotoinserimento 24 – Ante operam



Figura 68: Fotoinserimento 24 – Post operam



Figura 69: Fotoinserimento 25 – Ante operam



Figura 70: Fotoinserimento 25 – 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 dei beni paesaggistici presenti nell’area di interesse

Il sito di installazione degli aerogeneratori ricade totalmente in zona agricola E, mentre il tratto finale del cavidotto e la sottostazione elettrica di trasformazione rientra in zona destinata a Servizi ed attrezzature di uso collettivo a gestione pubblica e/o privata G4. In ogni caso la posizione della sottostazione elettrica di trasformazione è obbligata dall’ubicazione della Stazione RTN Terna.

Secondo la Carta dell’Uso del Suolo della Regione Calabria e dalla Corine Land Cover si rileva la preponderanza di territori agricoli con prevalenza di colture permanenti, e nello specifico di oliveti; trattasi di un’area potenzialmente idonea all’installazione del parco eolico proposto, così come definito anche dalla **DGR n. 55 del 30 gennaio 2006** “*Indirizzi per l’inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale*” e dal QTRP, secondo cui le aree potenzialmente non idonee saranno individuate a cura dei Piani di Settore tra quelle di seguito indicate, ove non già sottoposte a provvedimenti normativi concorrenti ed in coerenza con gli strumenti di tutela e gestione previsti dalle normative vigenti.

Dall’esame degli strumenti programmatori e della normativa specifica è emerso che **non sussiste alcuna interferenza delle opere in progetto con vincoli paesaggistici, archeologici e monumentali. Planimetricamente sembrerebbe esserci la sovrapposizione del cavidotto con corsi d’acqua vincolati, ovvero Fosso di Fegato e il Fiume Alli (e relativo buffer di 150 m); tuttavia si precisa che non si tratta di un’interferenza reale in quanto la quota di posa del cavidotto è differente rispetto alla quota dell’alveo. Infatti, il cavidotto nei punti di apparente sovrapposizione passerà su un viadotto sopraelevato al quale verrà staffato lateralmente.**

Si specifica che tali interferenze sono state opportunamente valutate e che non alterano in alcun modo l’assetto strutturale della viabilità esistente, né tantomeno il contesto paesaggistico, per cui risulterà un impatto paesaggistico basso o trascurabile, dal momento che si tratta di un’opera interrata che attraversa perlopiù la viabilità esistente.

Emissioni sonore

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

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

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

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

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

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

Vibrazioni

Non si rilevano impatti significativi legati alla componente vibrazioni.

Gestione dei reflui

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

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

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

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

Tabella 12: Riepilogo movimenti materia opere civili

	CER	Scavo (m ³)	Riporto (m ³)	Volume di terreno da gestire a fine lavori (m ³)
ROAD T1	CER 17.05.04	2.825	2.120	39.412
ROAD T2	CER 17.05.04			
ROAD T3	CER 17.05.04			
ROAD T4	CER 17.05.04			
ROAD T5	CER 17.05.04			
ROAD T6	CER 17.05.04			
Esubero terreno pali di fondazione (mc)	CER 17.05.07	565		
Esubero terreno cavidotti (mc)	CER 17.05.04	881		
Esubero terreno plinti di fondazione	CER 17.05.04	3.600		
Esubero terreno provenite da demolizioni di conglomerato bituminoso per realizzazione cavidotti	CER 17.03.02	489		
Esubero cls proveniente dalle demolizioni delle piste cementate	CER 17.09.04	515		
Volume complessivo di terreno in esubero a fine lavori (mc)		41.863		

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

ID_Tracciati cavidotti	Lunghezze (m)	Larg. Scavo (m)	Prof. (m)	Viabilità	scavo (m ³)	Riempimento (m ³)	Volume di terreno in esubero (m ³)
T1-1	1.825	0,5	1,2	288 m su strada mistata (1C) + 496 m su terreno (1A) + 1.041 m su strada asfaltata	1.095	1.003,75	91,25
T2-1	414	0,7	1,2	173 m su strada mistata (2C) + 240 m su terreno (2A)	347,76	318,78	28,98
1-2	1.084	0,5	1,2	1.084 m su strada asfaltata (1B)	650,4	596,2	54,2
T3-2	636	0,7	1,2	337 m su strada asfaltata (2B) + 299 m su terreno (2A)	534,24	489,72	44,52
2-3	1.558	0,5	1,2	1.558 m su strada asfaltata (1B)	934,8	856,9	77,9
T4-3	1.368	1	1,2	992 m su strada asfaltata (2B) + 377 m su terreno (2A)	1.641,6	1.504,8	136,8
3-4	1.870	0,7	1,2	1.870 m su strada asfaltata (1B)	1.570,8	1.439,9	130,9

4-5	1.969	0,5	1,2	1.969 m su strada asfaltata (1B)	1.181,4	1.082,95	98,45
T5-5	261	0,7	1,2	261 m su terreno (2A)	219,24	200,97	18,27
T6-5	778	0,5	1,2	676 m su strada asfaltata (1B) + 102 m su terreno (1A)	466,8	427,9	38,9
ESTERNO	1.613	1	1,2	1.568 m su strada asfaltata (2B) + 44 m su terreno (2A)	1.935,6	1.774,3	161,3
TOT.	13.376				10.577,64	9.696,17	881,47

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.

Come è possibile evincere dalla tabella precedente per la realizzazione delle turbine di progetto sono previste delle fondazioni di tipo indiretto: ogni plinto di fondazione sarà dotato di 12 pali DN1000 di lunghezza pari a 10 metri. Complessivamente i terreni escavati per la realizzazione dei pali sommano a circa **565,0 m³**.

I lavori di realizzazione delle piazzole di montaggio, della viabilità a servizio delle turbine nonché i ripristini finali comporteranno la necessità di riutilizzare terreni in sito ("suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale escavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato escavato") per circa **68.408 mc**.

Il volume di terreno in esubero complessivo a fine lavori è pari a ca. **41.863 mc** considerando le opere civili e i terreni in esubero delle fondazioni e dei cavidotti.

(cfr. "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti" per maggiori informazioni).

Gestione dei rifiuti

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

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

Emissioni in atmosfera

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Valutazione impatti - Impatto in 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’84.8% 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.

I dati evidenziano che, grazie ai sistemi di abbattimento previsti, le emissioni di polveri si mantengono al di sotto di 415 g/h e può essere considerato basso; di conseguenza non si prevede alcuna azione specifica.

Da quanto sopra si evidenzia che l’impatto è classificabile come:

- Di moderata sensibilità, rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione delle emissioni di polveri nell’area nel caso delle attività di cantiere valutate è bassa. Il d. lgs. 155/2010 demanda alla pianificazione regionale le misure finalizzate al miglioramento della qualità dell’aria. Il Piano di Qualità dell’Aria, mentre il Piano della Regione Puglia riporta delle misure per l’utilizzo di mezzi in regola con le vigenti direttive comunitarie e/o dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni di particolato, ma non disciplina misure specifiche di contenimento delle emissioni applicabili al caso di specie, poiché sono tutte per lo più focalizzate sulle aree urbane.
 - Il numero di potenziali recettori nell’area di intervento è basso;
 - La vulnerabilità ai cambiamenti dei recettori o delle risorse si considera moderata, anche se, data la temporaneità dell’impatto, si ha completa reversibilità. Si sottolinea comunque che i recettori sono già inseriti in un contesto rurale interessato dal transito di mezzi legati alle lavorazioni agricole; pertanto, le emissioni di polveri derivanti dalla movimentazione delle terre da scavo possono ritenersi più che tollerate.
- Di bassa magnitudine, rilevando che le emissioni di polveri, per quanto inevitabili, sono:
 - di moderata intensità anche in virtù delle emissioni riscontrate dopo le misure di mitigazione adottate, in ogni caso compatibili con i riferimenti normativi considerati;
 - confinate nell’area di cantiere o nelle loro immediate vicinanze;
 - di carattere temporaneo e legate strettamente alla fase di cantiere.

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

L’impatto può ritenersi nel complesso **BASSO**.

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

In virtù dei valori sopra riportati, l'impatto connesso con le emissioni inquinanti derivanti dal traffico veicolare può essere classificato come:

- Di bassa sensibilità, rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione delle emissioni di polveri nell'area per le attività di cantiere valutate è bassa. Il D. lgs. 155/2010 demanda alla pianificazione regionale le misure finalizzate al miglioramento della qualità dell'aria: il Piano di Tutela della Qualità dell'Aria richiama genericamente l'utilizzo di mezzi conformi alle vigenti direttive comunitarie e/o dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni di particolato; tuttavia, non disciplina misure specifiche di contenimento delle emissioni applicabili al caso di specie, in quanto sono per lo più focalizzate sulle aree urbane per il traffico veicolare.
 - Il numero di potenziali recettori nell'area di intervento è basso.
 - La vulnerabilità ai cambiamenti dei recettori o delle risorse si considera media/moderata, anche se, data la temporaneità dell'impatto, si ha completa reversibilità. Si sottolinea comunque che i ricettori sono già inseriti in un contesto antropizzato interessato dal transito di mezzi legati alle lavorazioni agricole ed

alle attività produttive; pertanto, le emissioni di inquinanti derivanti dalla movimentazione delle terre da scavo possono ritenersi più che tollerate.

- Di bassa magnitudine, rilevando che le emissioni di inquinanti da traffico veicolare, per quanto inevitabili, sono:
 - di modesta intensità se comparate con i volumi di traffico delle infrastrutture viarie limitrofe e comunque si prevede l'utilizzo di mezzi conformi alle leggi vigenti;
 - confinate nell'area di cantiere o nelle loro immediate vicinanze;
 - di carattere temporaneo e legate strettamente alla fase di cantiere.

L'impatto, dunque, si ritiene complessivamente **BASSO**.

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 - Impatto in fase di esercizio

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

In proposito, l'ISPRA, ha calcolato quanto la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione complessivo della produzione elettrica nazionale che nel 2019 e 2020 (per quest'ultimo anno si parla di stime preliminari) è stato rispettivamente pari a 266,3 e 256,5 gCO₂/kWh in media (dato che non comprende la produzione di calore).

Sulla base degli stessi dati, solo in termini di sostituzione di un impianto alimentato da fonti fossili, un impianto eolico consente di evitare la produzione di 454,6 gCO₂/kWh prodotto (dati relativi al 2020) in media che rappresenta il fattore di sostituzione di emissioni di gas serra di un impianto alimentato da fonti rinnovabili, rispetto alla media degli impianti alimentati da fonti fossili.

Sulla base degli stessi dati, solo in termini di sostituzione di un impianto alimentato da fonti fossili, un impianto eolico consente di evitare la produzione di 454,6 gCO₂/kWh prodotto (dati relativi al 2020) in media che rappresenta il fattore di sostituzione di emissioni di gas serra di un impianto alimentato da fonti rinnovabili, rispetto alla media degli impianti alimentati da fonti fossili.

L'impianto eolico proposto – di potenza pari a 36 MW e con 2.180 ore equivalenti/anno di funzionamento – produrrà circa 78.490 MWh/anno, evitando l'emissione di circa **652,3 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (circa 32,6 ktCO₂/anno)**.

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

Un aerogeneratore in progetto emette circa 7,6 gCO₂ per ogni kWh prodotto durante la vita utile (fonte: Carbon Footprint per Vestas V150-6,0 MW disponibile al link <https://www.vestas.com/en/products/enventus-platform/v150-6-0>), pari a circa lo 0,6% delle emissioni generate da un impianto che sfrutta fonti fossili, pertanto **l'impronta ecologica dell'impianto eolico risulta pari a 11,9 ktCO₂ durante tutta la fase di esercizio, riducendo**

l'emissione evitata a 640,3 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (circa 32 ktCO₂/anno) con il bilanciamento delle emissioni prodotte/evitate in 4,4 mesi (tempo di ritorno energetico).

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

- Di moderata sensibilità 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;
 - di estensione di tali effetti positivi molto oltre l'area occupata dall'impianto;
 - di durata temporale della riduzione di emissioni stimabile in circa venti anni (la vita utile dell'impianto).

La significatività dell'impatto, dunque, sarà fortemente **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 geognostiche è stata strutturata in relazione alla natura dei litotipi affioranti ed ha visto l'esecuzione di prove sismiche indirette che hanno interessato l'area di sedime degli aerogeneratori in progetto.

Gli allegati alla relazione geologica riportano, l'ubicazione di tutte le indagini eseguite con la localizzazione delle postazioni delle nuove torri eoliche.

10 Criteri ed elaborati del progetto esecutivo

Si riportano, di seguito, l’elenco e la **descrizione dei documenti componenti il progetto esecutivo in accordo con il D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207.**

Introduzione

1. Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l’intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisorie. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento di esclusione delle procedure, ove previsti. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti:

- relazione generale;
- relazioni specialistiche;
- elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- piani di manutenzione dell’opera e delle sue parti;
- piani di sicurezza e di coordinamento;
- computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- cronoprogramma;
- elenco dei prezzi unitari ed eventuali analisi;
- quadro dell’incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l’opera o il lavoro;
- schema di contratto e capitolato speciale di appalto.

Relazione Generale del Progetto Esecutivo

1. La relazione generale del progetto esecutivo descrive in dettaglio, anche attraverso specifici riferimenti agli elaborati grafici e alle prescrizioni del capitolato speciale d’appalto, i criteri utilizzati per le scelte progettuali esecutive, per i particolari costruttivi e per il conseguimento e la verifica dei prescritti livelli di sicurezza e qualitativi. Nel caso in cui il progetto prevede l’impiego di componenti prefabbricati, la relazione precisa le caratteristiche illustrate negli elaborati grafici e le prescrizioni del capitolato speciale d’appalto riguardanti le modalità di presentazione e di approvazione dei componenti da utilizzare.

2. La relazione generale contiene l’illustrazione dei criteri seguiti e delle scelte effettuate per trasferire sul piano contrattuale e sul piano costruttivo le soluzioni spaziali, tipologiche, funzionali, architettoniche e tecnologiche previste dal progetto definitivo approvato; la relazione contiene inoltre la descrizione delle indagini, rilievi e ricerche effettuati al fine di ridurre in corso di esecuzione la possibilità di imprevisti.

3. La relazione generale dei progetti riguardanti gli interventi complessi di cui all'articolo 2, comma 1, lettere h) ed i), è corredata:

a) da una rappresentazione grafica di tutte le attività costruttive suddivise in livelli gerarchici dal più generale oggetto del progetto fino alle più elementari attività gestibili autonomamente dal punto di vista delle responsabilità, dei costi e dei tempi;

b) da un diagramma che rappresenti graficamente la pianificazione delle lavorazioni nei suoi principali aspetti di sequenza logica e temporale, ferma restando la prescrizione all'impresa, in sede di capitolato speciale d'appalto, dell'obbligo di presentazione di un programma di esecuzione delle lavorazioni riguardante tutte le fasi costruttive intermedie, con la indicazione dell'importo dei vari stati di avanzamento dell'esecuzione dell'intervento alle scadenze temporali contrattualmente previste.

Relazioni Specialistiche

1. Le relazioni geologica, geotecnica, idrologica e idraulica illustrano puntualmente, sulla base del progetto definitivo, le soluzioni adottate.

2. Per gli interventi di particolare complessità, per i quali si sono rese necessarie, nell'ambito del progetto definitivo, relazioni specialistiche, queste sono sviluppate in modo da definire in dettaglio gli aspetti inerenti alla esecuzione e alla manutenzione degli impianti tecnologici e di ogni altro aspetto dell'intervento o del lavoro, compreso quello relativo alle opere a verde.

3. Le relazioni contengono l'illustrazione di tutte le problematiche esaminate e delle verifiche analitiche effettuate in sede di progettazione esecutiva.

Elaborati grafici del progetto esecutivo

1. Gli elaborati grafici esecutivi, eseguiti con i procedimenti più idonei, sono costituiti:

- dagli elaborati che sviluppano nelle scale ammesse o prescritte, tutti gli elaborati grafici del progetto definitivo;
- dagli elaborati che risultino necessari all'esecuzione delle opere o dei lavori sulla base degli esiti, degli studi e di indagini eseguite in sede di progettazione esecutiva.
- dagli elaborati di tutti i particolari costruttivi;
- dagli elaborati atti ad illustrare le modalità esecutive di dettaglio;
- dagli elaborati di tutte le lavorazioni che risultano necessarie per il rispetto delle prescrizioni disposte dagli organismi competenti in sede di approvazione dei progetti preliminari, definitivi o di approvazione di specifici aspetti dei progetti;
- dagli elaborati di tutti i lavori da eseguire per soddisfare le esigenze di cui all'articolo 15, comma 7;
- dagli elaborati atti a definire le caratteristiche dimensionali, prestazionali e di assemblaggio dei componenti prefabbricati.

2. Gli elaborati sono comunque redatti in scala non inferiore al doppio di quelle del progetto definitivo, o comunque in modo da consentire all'esecutore una sicura interpretazione ed esecuzione dei lavori in ogni loro elemento.

Calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti

1. I calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti, nell'osservanza delle rispettive normative vigenti, possono essere eseguiti anche mediante utilizzo di programmi informatici.

2. I calcoli esecutivi delle strutture consentono la definizione e il dimensionamento delle stesse in ogni loro aspetto generale e particolare, in modo da escludere la necessità di variazioni in corso di esecuzione.

3. I calcoli esecutivi degli impianti sono eseguiti con riferimento alle condizioni di esercizio, alla destinazione specifica dell'intervento e devono permettere di stabilire e dimensionare tutte le apparecchiature, condutture, canalizzazioni e qualsiasi altro elemento necessario per la funzionalità dell'impianto stesso, nonché consentire di determinarne il prezzo.

4. La progettazione esecutiva delle strutture e degli impianti è effettuata unitamente alla progettazione esecutiva delle opere civili al fine di prevedere esattamente ingombri, passaggi, cavedi, sedi, attraversamenti e simili e di ottimizzare le fasi di realizzazione.

5. I calcoli delle strutture e degli impianti, comunque eseguiti, sono accompagnati da una relazione illustrativa dei criteri e delle modalità di calcolo che ne consentano una agevole lettura e verificabilità.

6. Il progetto esecutivo delle strutture comprende:

- gli elaborati grafici di insieme (carpenterie, profili e sezioni) in scala non inferiore ad 1:50, e gli elaborati grafici di dettaglio in scala non inferiore ad 1: 10, contenenti fra l'altro:
 - per le strutture in cemento armato o in cemento armato precompresso: i tracciati dei ferri di armatura con l'indicazione delle sezioni e delle misure parziali e complessive, nonché i tracciati delle armature per la precompressione; resta esclusa soltanto la compilazione delle distinte di ordinazione a carattere organizzativo di cantiere;
 - per le strutture metalliche o lignee: tutti i profili e i particolari relativi ai collegamenti, completi nella forma e spessore delle piastre, del numero e posizione di chiodi e bulloni, dello spessore, tipo, posizione e lunghezza delle saldature; resta esclusa soltanto la compilazione dei disegni di officina e dei relativi distinti pezzi;
 - per le strutture murarie: tutti gli elementi tipologici e dimensionali atti a consentirne l'esecuzione.

- la relazione di calcolo contenente:
 - l'indicazione delle norme di riferimento;
 - la specifica della qualità e delle caratteristiche meccaniche dei materiali e delle modalità di esecuzione qualora necessarie;

- l'analisi dei carichi per i quali le strutture sono state dimensionate;
- le verifiche statiche.

7. Nelle strutture che si identificano con l'intero intervento, quali ponti, viadotti, pontili di attracco, opere di sostegno delle terre e simili, il progetto esecutivo deve essere completo dei particolari esecutivi di tutte le opere integrative.

8. Il progetto esecutivo degli impianti comprende:

- gli elaborati grafici di insieme, in scala ammessa o prescritta e comunque non inferiore ad 1:50, e gli elaborati grafici di dettaglio, in scala non inferiore ad 1:10, con le notazioni metriche necessarie;
- l'elencazione descrittiva particolareggiata delle parti di ogni impianto con le relative relazioni di calcolo;
- la specificazione delle caratteristiche funzionali e qualitative dei materiali, macchinari ed apparecchiature.

Piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti

1. Il piano di manutenzione è il documento complementare al progetto esecutivo che prevede, pianifica e programma, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati, l'attività di manutenzione dell'intervento al fine di mantenerne nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di qualità, l'efficienza ed il valore economico.

2. Il piano di manutenzione assume contenuto differenziato in relazione all'importanza e alla specificità dell'intervento, ed è costituito dai seguenti documenti operativi:

- a) il manuale d'uso;
- b) il manuale di manutenzione;
- c) il programma di manutenzione;

3. Il manuale d'uso si riferisce all'uso delle parti più importanti del bene, ed in particolare degli impianti tecnologici. Il manuale contiene l'insieme delle informazioni atte a permettere all'utente di conoscere le modalità di fruizione del bene, nonché tutti gli elementi necessari per limitare quanto più possibile i danni derivanti da un'utilizzazione impropria, per consentire di eseguire tutte le operazioni atte alla sua conservazione che non richiedono conoscenze specialistiche e per riconoscere tempestivamente fenomeni di deterioramento anomalo al fine di sollecitare interventi specialistici.

4. Il manuale d'uso contiene le seguenti informazioni:

- a) la collocazione nell'intervento delle parti menzionate;
- b) la rappresentazione grafica;
- c) la descrizione;
- d) le modalità di uso corretto.

5. Il manuale di manutenzione si riferisce alla manutenzione delle parti più importanti del bene ed in particolare degli impianti tecnologici. Esso fornisce, in relazione alle diverse unità tecnologiche,

alle caratteristiche dei materiali o dei componenti interessati, le indicazioni necessarie per la corretta manutenzione nonché per il ricorso ai centri di assistenza o di servizio.

6. Il manuale di manutenzione contiene le seguenti informazioni:

- a) la collocazione nell'intervento delle parti menzionate;
- b) la rappresentazione grafica;
- c) la descrizione delle risorse necessarie per l'intervento manutentivo;
- d) il livello minimo delle prestazioni;
- e) le anomalie riscontrabili;
- f) le manutenzioni eseguibili direttamente dall'utente;
- g) le manutenzioni da eseguire a cura di personale specializzato.

7. Il programma di manutenzione prevede un sistema di controlli e di interventi da eseguire, a cadenze temporalmente o altrimenti prefissate, al fine di una corretta gestione del bene e delle sue parti nel corso degli anni. Esso si articola secondo tre sottoprogrammi:

- a) il sottoprogramma delle prestazioni, che prende in considerazione, per classe di requisito, le prestazioni fornite dal bene e dalle sue parti nel corso del suo ciclo di vita;
- b) il sottoprogramma dei controlli, che definisce il programma delle verifiche e dei controlli al fine di rilevare il livello prestazionale (qualitativo e quantitativo) nei successivi momenti della vita del bene, individuando la dinamica della caduta delle prestazioni aventi come estremi il valore di collaudo e quello minimo di norma;
- c) il sottoprogramma degli interventi di manutenzione, che riporta in ordine temporale i differenti interventi di manutenzione, al fine di fornire le informazioni per una corretta conservazione del bene.

8. Il programma di manutenzione, il manuale d'uso ed il manuale di manutenzione redatti in fase di progettazione sono sottoposti a cura del direttore dei lavori, al termine della realizzazione dell'intervento, al controllo ed alla verifica di validità, con gli eventuali aggiornamenti resi necessari dai problemi emersi durante l'esecuzione dei lavori.

9. Il piano di manutenzione è redatto a corredo dei:

- a) progetti affidati dopo sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo pari o superiore a 35.000.000 di Euro;
- b) progetti affidati dopo dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo pari o superiore a 25.000.000 di Euro;
- c) progetti affidati dopo diciotto mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo pari o superiore a 10.000.000 di Euro, e inferiore a 25.000.000 di Euro;
- d) progetti affidati dopo ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo inferiore a 10.000.000 di Euro, fatto salvo il potere di deroga del responsabile del procedimento, ai sensi dell'articolo 16, comma 2, della Legge.

Piani di Sicurezza e di Coordinamento

1. I piani di sicurezza e di coordinamento sono i documenti complementari al progetto esecutivo che prevedono l'organizzazione delle lavorazioni atte a prevenire o ridurre i rischi per la sicurezza e la salute dei lavoratori. La loro redazione comporta, con riferimento alle varie tipologie di lavorazioni, individuazione, l'analisi e la valutazione dei rischi intrinseci al particolare procedimento di lavorazione connessi a congestione di aree di lavorazioni e dipendenti da sovrapposizione di fasi di lavorazioni.

2. I piani sono costituiti da una relazione tecnica contenente le coordinate e la descrizione dell'intervento e delle fasi del procedimento attuativo, la individuazione delle caratteristiche delle attività lavorative con la specificazione di quelle critiche, la stima della durata delle lavorazioni, e da una relazione contenente la individuazione, l'analisi e la valutazione dei rischi in rapporto alla morfologia del sito, alla pianificazione e programmazione delle lavorazioni, alla presenza contemporanea di più soggetti prestatori d'opera, all'utilizzo di sostanze pericolose e ad ogni altro elemento utile a valutare oggettivamente i rischi per i lavoratori. I piani sono integrati da un disciplinare contenente le prescrizioni operative atte a garantire il rispetto delle norme per la prevenzione degli infortuni e per la tutela della salute dei lavoratori e da tutte le informazioni relative alla gestione del cantiere. Tale disciplinare comprende la stima dei costi per dare attuazione alle prescrizioni in esso contenute.

Cronoprogramma

1. Il progetto esecutivo è corredato dal cronoprogramma delle lavorazioni, redatto al fine di stabilire in via convenzionale, nel caso di lavori compensati a prezzo chiuso, l'importo degli stessi da eseguire per ogni anno intero decorrente dalla data della consegna.

2. Nei casi di appalto-concorso e di appalto di progettazione esecutiva ed esecuzione, il cronoprogramma è presentato dall'appaltatore unitamente all'offerta.

3 Nel calcolo del tempo contrattuale deve tenersi conto della prevedibile incidenza dei giorni di andamento stagionale sfavorevole.

4. Nel caso di sospensione o di ritardo dei lavori per fatti imputabili all'impresa, resta fermo lo sviluppo esecutivo risultante dal cronoprogramma.

11 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 a circa 2.310 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; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 23 x 88 m, che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

Sarà inoltre realizzata un'area ausiliaria di dimensioni approssimative 10 x 19 m che ospiterà le gru ausiliarie necessarie all'installazione del braccio della gru principale.

Le strade di accesso per il transito dei mezzi eccezionali di carreggiata 5 m circa si estenderanno per una lunghezza complessiva di circa 2.308 m 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 Crotona;
- SS106bis;
- SS106;
- Via Roccani

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 Vestas V150 6,0 MW-HH 105
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 concentrazione 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.

12 Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto

- 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 maintenance. 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: 6,0 MW;
- diametro massimo rotore: 105 m;
- altezza complessiva massima al tip (punta): 180 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.

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea della RTN a 150 kV “Catanzaro – Mesoraca”. In particolare, l’energia prodotta dagli aerogeneratori del parco in oggetto verrà convogliata tramite un cavidotto interrato a 36 kV (**soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202001125**).

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	Lavori previsti	€ 24.776.203,83	10%	€ 27.253.824,21
A.2	Oneri di sicurezza	€ 50.999,52	10%	€ 56.099,47
A.3	Opere di mitigazione	€ 4.385,20	10%	€ 4.823,72
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 925.865,31	10%	€ 1.018.451,84
A.5	Opere connesse	€ 13.260.000,00	10%	€ 14.586.000,00
	Totale A	€ 39.017.453,86		€ 42.919.199,25
B)	Spese Generali			
B.1)	Spese tecniche	€ 140.000,00	22%	€ 170.800,00
B.2)	Spese di consulenza e supporto tecnico	€ 0,00	22%	€ 0,00
B.3)	Collaudi	€ 40.000,00	22%	€ 48.800,00
B.4)	Rilievi accertamenti ed indagini	€ 50.000,00	22%	€ 61.000,00
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche (4% su B.1 e B.3)	€ 7.200,00	22%	€ 8.784,00
B.6)	Imprevisti	€ 75.000,00	22%	€ 91.500,00
B.7)	Spese varie	€ 50.000,00	22%	€ 61.000,00
	Totale B	€ 362.200,00		€ 441.884,00
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)	€ 39.379.653,86		€ 43.361.083,25

12.1 Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi dell'intervento

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la società EDPR SUD ITALIA S.r.l., direttamente controllata dal Socio Unico **Edp Renewables Italia Holding S.r.l.** sussidiaria Italiana della EDP Renewables, con sede legale in Via Lepetit 8/10, Milano, in qualità di proponente.

Edp_Renewables, società del gruppo EDP, è un'azienda leader globale nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nello sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici dei quali cura l'ingegneria, la costruzione per poi gestirne e sfruttarne la produzione di energia.

Costituita nel 2007, Edp_Renewables (EdpR) è diventata rapidamente una multinazionale di riferimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, presente in 14 paesi. Con una potenza installata di 12,7 GW (2021), e oltre 1.550 dipendenti di 34 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo.

Le attività di EdpR sono organizzate su tre piattaforme: On-Shore Europa & Brasile, On-Shore Nord America e Off-Shore. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units regionali (in Italia per l'appunto Edp Renewables Italia Holding srl) che forniscono le competenze sul territorio e sono a stretto contatto con le amministrazioni e le autorità locali. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EdpR, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri impianti. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le autorità e con gli enti regolatori sono un elemento essenziale per il successo di EdpR.

Edp Renewables è entrata nel mercato italiano nel 2010 acquisendo uno sviluppatore con una pipeline di progetti nel sud del Paese. Ha avviato il primo parco eolico nel 2012. Oggi EDP Renewables Italia Holding ha sede a Milano, ha due uffici regionali a Bari e Potenza e dispone di parchi eolici operativi in tutta Italia per una potenza complessiva di circa 400 MW nonché circa 200 in fase di costruzione.

12.2 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.