



REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI POTENZA
 COMUNI DI VENOSA E MONTEMILONE



AUTORIZZAZIONE UNICA ex d.lgs. 387/2003

Progetto Definitivo per la realizzazione del parco eolico "CARPINIELLO" e relative opere connesse nei comuni di VENOSA e MONTEMILONE (Pz)

Titolo elaborato

A.1 - Relazione generale

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0410	A	R01	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Maggio 2022	Prima emissione	SCO	GDS	GMA

Proponente

Renexia S.p.a.

Viale Abruzzo 410
 66010 Chieti



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)



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





Sommario

1	Introduzione	3
1.1	Dati generali proponente	3
1.2	Caratteristiche della fonte utilizzata	3
1.3	Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell’impianto	4
1.3.1	Realizzazione dell’impianto	4
1.3.1	Gestione dell’impianto	8
1.3.2	Dismissione dell’impianto	8
1.4	Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell’intervento a livello locale	9
2	Descrizione generale del progetto	11
2.1	Dati generali del progetto	13
2.2	Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzativo	14
2.2.1	Normativa di riferimento nazionale e regionale	14
2.2.2	Elenco delle autorizzazioni, nulla osta, pareri comunque denominati e degli Enti competenti per il loro rilascio compresi i soggetti gestori delle reti infrastrutturali	20
2.2.3	Normativa tecnica di riferimento	21
3	Descrizione stato di fatto del contesto	23
3.1	Descrizione del sito d’intervento	23
3.2	Elenco dei vincoli di natura ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico artistico	28
3.3	Documentazione fotografica	28
3.4	Descrizione delle finalità dell’intervento e scelta delle alternative progettuali	30
3.5	Alternativa “0”	31
3.6	Alternative di localizzazione	31



3.7 Alternative dimensionali	33
3.8 Alternative progettuali	33
4 Il progetto	35
4.1 Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento	35
4.2 Descrizione del progetto	40
5 Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia	47
6 Disponibilità aree ed individuazione interferenze	51
7 Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto	53
8 Esito delle valutazioni delle criticità ambientali	59
9 Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.	77
10 Criteri ed elaborati del progetto esecutivo	78
11 Relazione sulla fase di cantierizzazione	84
12 Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto	88
12.1 Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi dell'intervento	93
12.2 Cronoprogramma della producibilità	93

1 Introduzione

1.1 Dati generali proponente

Il soggetto proponente dell’iniziativa è il gruppo Renexia, società che opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nata nel 2011, come naturale evoluzione della divisione “Energie Rinnovabili” della Toto S.p.A., Renexia è una Società per Azioni che si occupa dello sviluppo, della progettazione, della costruzione e della gestione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

Un’organizzazione efficiente e flessibile, che modulata in due unità per aree di competenza, le consente di operare nel campo degli impianti ad energia rinnovabili quali fotovoltaico ed eolico. La lunga esperienza maturata dalle altre società del gruppo le permette un approccio da EPC Contractor, garantendole un controllo complessivo del ciclo di vita degli impianti, dalla progettazione alla gestione e manutenzione.

La società è focalizzata nello sviluppo di nuove iniziative nel campo della green economy e, attraverso la sua controllata Renexia Services, nella costruzione, di impianti di grandi dimensioni, facendo del business delle rinnovabili una attività di punta del Gruppo.

La strategia di diversificazione geografica consente di cogliere le migliori opportunità a livello globale, e con la gestione diretta degli asset persegue l’obiettivo strategico di creare valore per il Gruppo e per i suoi azionisti.

Infine, negli anni, la stessa Renexia Services ha maturato significative esperienze nella realizzazione di Opere di Rete, rendendo definitivamente il Gruppo Renexia un operatore integrato in grado di coprire tutte le fasi relative ad un progetto per la produzione di energia pulita.

1.2 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.

L’area può essere classificata come semplice senza ostacoli significativi, con accesso garantito da strade Statali e Provinciali in ottime condizioni. La campagna di misura è stata effettuata secondo gli standard internazionali per una durata di 1 anno. La correlazione con i dati VMD per un periodo di oltre 18 anni, nonostante con un certo livello di incertezza, permette di scalare la velocità media misurata al sito in esame ad un valore rappresentativo di un periodo storico significativo. Le turbine presentano velocità uniformi, come ragionevole data l’orografia del terreno, i dati anemologici fanno riferimento ad una torre anemometrica presente in zona.

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di Siemens Gamesa SG 6.2-170 MW-HH115 con potenza massima 6.2 MW.

Le rilevazioni anemologiche attuate sono conformi al punto 1.2.1.5 del PIEAR ed il progetto rispetta i requisiti tecnici minimi in termini di velocità media annua del vento, ore equivalenti e densità volumetrica (punto 1.2.1.3 del PIEAR).

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 “A.5 - Studio anemologico”.

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

1.3.1 Realizzazione dell'impianto

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

- realizzazione opere provvisionali per il montaggio delle turbine;
- 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 riguarderanno 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 saranno di natura provvisoria ossia limitate alla sola fase di cantiere.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporterà la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 6905 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;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

Tali spazi sono 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, di dimensioni pari a circa 23 x 88 m che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti 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.



In adiacenza alla SP18 Ofantina è prevista la realizzazione di un'area di cantiere che avrà lo scopo di consentire un più agevole approvvigionamento dei componenti dell'aerogeneratore presso le singole postazioni di montaggio.

La suddetta area verrà collocata in prossimità dell'aerogeneratore T2 e sarà utilizzata per l'installazione di prefabbricati, adibiti a uffici, magazzini, servizi etc...

La stessa avrà una dimensione pari a circa 2500 m² e sarà utilizzata come deposito mezzi ed eventuale stoccaggio di materiali, per l'installazione di prefabbricati, adibiti a uffici, magazzini, servizi etc.,

L'area sarà realizzata secondo le modalità costruttive descritte per la piazzola e sarà ripristinata allo status quo ante al termine delle attività di realizzazione.

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

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 prevista 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), l'ancoraggio della torre alla fondazione sarà costituito da un tirafondo, tutti gli ancoraggi saranno tali da trasmettere sia forze che momenti agenti lungo tutte e tre le direzioni del sistema di riferimento adottato.

In funzione dei risultati delle indagini geognostiche, atte a valutare la consistenza stratigrafica del terreno, la fondazione è stata progettata di tipo indiretto; il plinto avrà un diametro pari a circa 23.90 m ed altezza variabile da 3.00 m (esterno gona aerogeneratore) a 0.50 m (esterno plinto); si prevede di utilizzare 12 pali di diametro pari a 0.80 m e lunghezza 10.00 m.

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.

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 115 m.

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

Cavidotti e rete elettrica interna al parco

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

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

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

Viabilità

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

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

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

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



Cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale

I cavidotti interrati, indispensabili per il trasporto dell'energia elettrica da ciascun aerogeneratore alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) AT/MT 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: Montemilone, Lavello e Venosa tutti localizzati in provincia di Potenza.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla Stazione Utente 30/150 kV, con funzione di trasformazione ed immessa nella RTN.

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

La stazione elettrica

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202100253), prevede che il futuro impianto eolico sia collegato in antenna a 150 kV su una nuova SE di trasformazione a 380/150 kV prevista nel territorio comunale di "Montemilone". Si rappresenta, inoltre, che, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle future infrastrutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione RTN Terna con altri impianti.

Pertanto, in adiacenza alla stazione utente è prevista un'area condivisa in condominio AT da cui partirà un cavo interrato AT fino allo stallo di arrivo nel futuro ampliamento della SE di trasformazione.

Il nuovo elettrodotto a 150 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 150 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce l'impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

In particolare, l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco in oggetto verrà convogliata tramite un cavidotto interrato a 30 kV. A valle del cavidotto esterno in MT è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione da media ad alta tensione (MT/AT) situata nelle immediate vicinanze del punto di consegna.

Tale sottostazione sarà distinguibile in due unità separate: la prima, indicata come "area condivisa in condominio AT" rappresenta la stazione di condivisione a 150 kV, e sarà utilizzata per condividere lo stallo di connessione assegnato da Terna SpA tra diversi produttori di energia e la seconda, indicata come "RENEXIA S.p.a. Codice Pratica 202100253" rappresenta la stazione utenza di trasformazione 30/150 kV.

Il collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la sottostazione di consegna verrà realizzato mediante cavo in alta tensione in modo da trasferire l'energia elettrica prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante la futura SE di trasformazione a 380/150 kV, ubicata nel settore occidentale del territorio comunale di Montemilone (PZ).

1.3.1 Gestione dell’impianto

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

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

1.3.2 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 possibile programmare lo smantellamento dell’intero impianto nonché la riqualificazione del sito di progetto che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili.

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.

1.4 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.

Lo scenario demografico italiano vede un leggero incremento della popolazione residente, pari all'1,8% tra il 2012 ed il 2018, mentre in Basilicata ed in provincia di Potenza, nello stesso periodo, si sono registrati valori negativi, rispettivamente pari a -1.8% ed a -2.5% (ISTAT, 2012-2018).

Con riferimento ai Comuni direttamente interessati dal progetto, si rilevano riduzioni ancor più marcate: -10% per Montemilone e -3,5% per Venosa (ISTAT, 2012-2018).

I due centri considerati fanno registrare delle marcate differenze in termini di densità di popolazione. Se Venosa mostra valori superiori alla media regionale (56.3 ab/km²) e provinciale (558 ab/km²), con 68.9 ab/km², Montemilone si attesta su 13.6 ab/km² (ISTAT 2018).

Tabella 1: Popolazione residente nell'area di interesse (Fonte: ISTAT, 2012-2018)

Territorio	Sup (km ²)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Italia	302.072,84	59.394.207	59.685.227	60.782.668	60.795.612	60.665.551	60.589.445	60.483.973
Basilicata	10.073,32	577.562	576.194	578.391	576.619	573.694	570.365	567.118
Prov. Potenza	6.594,44	377.512	376.182	377.258	375.314	373.097	370.680	368.251
Montemilone	114,14	1.728	1.712	1.690	1.669	1.617	1.594	1.556
Venosa	170,39	12.152	12.100	12.047	11.933	11.863	11.837	11.732

Per quanto concerne gli aspetti occupazionali, con riferimento al rapporto della Banca d'Italia, nel 2018 è proseguito, sebbene in misura più contenuta rispetto al 2017, il calo dell'occupazione in Basilicata: il numero di occupati si è ridotto dello 0.7% rispetto all'anno precedente, a fronte della crescita registrata in Italia e nel Mezzogiorno (entrambe 0.8%).

Differenze significative emergono nel confronto tra il numero di occupati autonomi, in contrazione, e i dipendenti, cresciuti del 3.0% rispetto all'anno precedente.

Nel 2018 il tasso di occupazione ha ristagnato (49.4%), poiché alla flessione dell'occupazione si è associato un calo della popolazione in età da lavoro di entità comparabile. L'indicatore ha avuto un andamento differenziato per titolo di studio: è cresciuto tra gli individui meno qualificati ma è calato tra i laureati.

La forza lavoro in Basilicata è diminuita dell'1.1%, in misura più intensa rispetto al Mezzogiorno (-0.4%), mentre è rimasta stabile in Italia. La riduzione è stata più marcata per gli individui tra i 35 e i 54 anni; per quelli oltre i 55 anni si è invece registrato un incremento. Alla riduzione della forza lavoro si è associata quella del tasso di attività, collocatosi su un livello molto inferiore rispetto a quello medio nazionale.

La partecipazione al mercato del lavoro in Basilicata è inferiore rispetto all'Italia: nel 2018 il tasso di attività in regione era pari al 56.6%, 9.0 punti percentuali in meno rispetto alla media nazionale. La propensione a offrire lavoro in regione è particolarmente bassa tra le donne: nel 2018 il tasso di attività femminile era del 43.2%, contro il 69.9% degli uomini lucani e il 56.2% delle donne italiane.



Dal 2012 il sistema di assicurazione contro la perdita involontaria del lavoro è stato riformato; ne è derivato un aumento della quota di persone tutelate tra quelle che hanno perso un impiego. La transizione al sistema NASpl (Nuova Assicurazione Sociale per l'Impiego) è avvenuta in un triennio. Nel 2017 (ultimo anno disponibile) il numero di beneficiari di un sussidio in Regione era cresciuto rispetto al 2012 del 22.2%, a fronte del calo del 10.6% del numero di disoccupati.

L'aumento della copertura ha interessato sia i lavoratori più giovani, i quali hanno beneficiato maggiormente del calo dei requisiti minimi di contribuzione per ottenere l'indennità, sia quelli più anziani.

Il censimento ISTAT del 2011 dimostra come il tasso di disoccupazione nei Comuni di Montemilone e Venosa si sia attestato rispettivamente al 14,8% ed al 21.3%, dati molto diversi tra loro e rispetto alle medie nazionale (11.4%), regionale (17.0%) e provinciale (16.7%).

A livello di ricadute sul territorio, la costruzione di un parco eolico incide sui seguenti aspetti socioeconomici:

- incremento delle risorse economiche per le amministrazioni locali;
- beneficio economico per i proprietari delle aree interessate;
- creazione di posti di lavoro;
- incremento dei flussi turistico-didattici.

L'incremento delle risorse economiche per le Amministrazioni Comunali comporterà la possibilità di programmare investimenti a medio-lungo termine, con ricadute significative su tutta la comunità.

Nella fase di costruzione, inoltre, si genereranno diversi posti di lavoro che potranno, seppure in modo lieve, disincentivare la popolazione rispetto all'annoso fenomeno migratorio in atto. Infine, il parco potrebbe diventare meta di turismo per gli alunni delle scuole di tutta l'area vasta di riferimento portando nuovi introiti e notorietà.

2 Descrizione generale del progetto

L'area oggetto di intervento è situata nei territori comunali di: Montemilone, Venosa e Lavello (solo per una limitata porzione di cavidotto); nello specifico, il Parco eolico denominato “Carpiniello” consta di n. 9 aerogeneratori dalla potenza nominale di 6.2 MW, per un totale di 55.8 MW. .

Il Comune di Montemilone ospiterà anche le relative opere civili e di connessione oltre alla stazione di trasformazione MT/AT per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) dell'energia prodotta dal parco.

Il nuovo parco eolico interesserà una fascia altimetrica compresa tra i 300 ed i 400 m s.l.m..

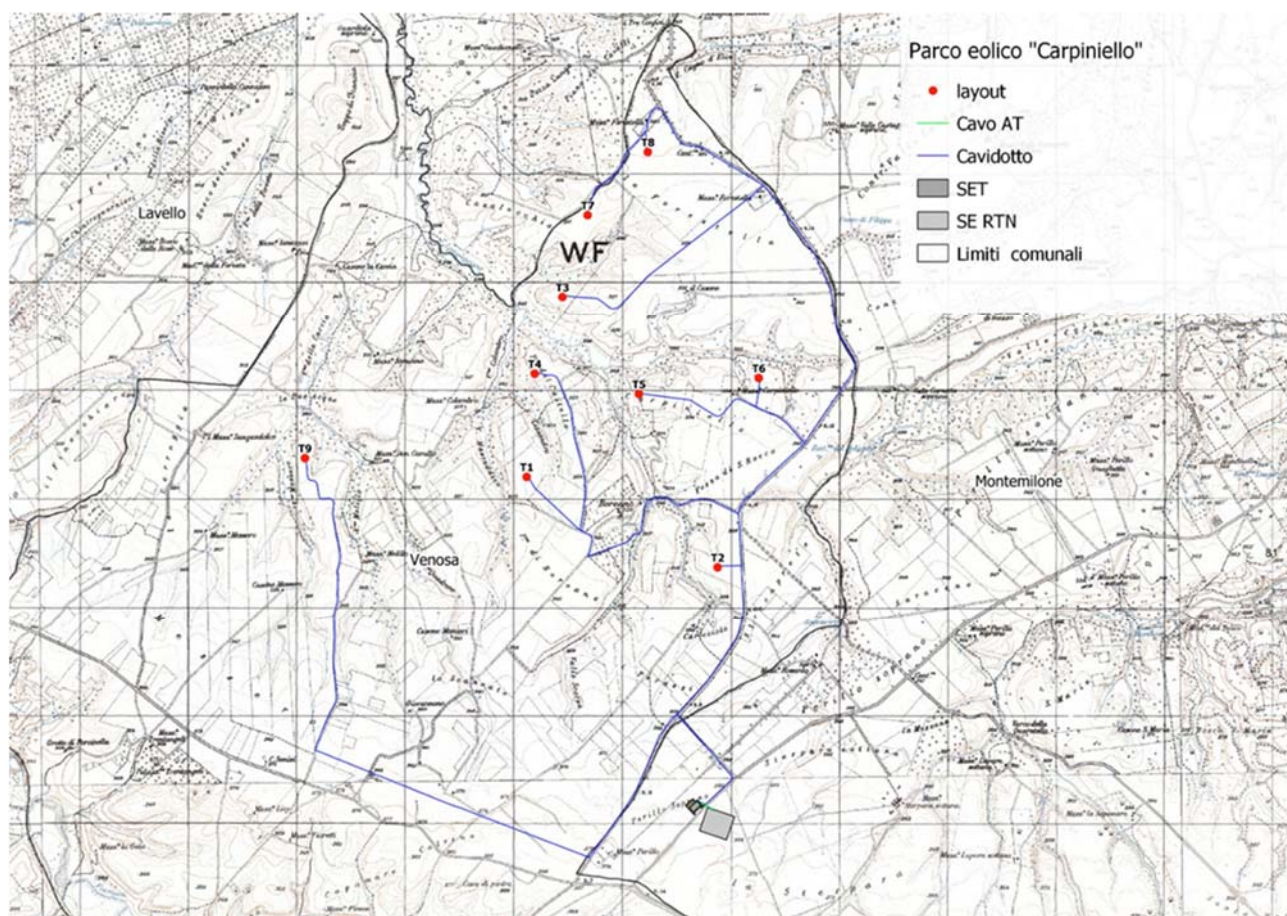


Figura 1 – Estratto di corografia IGM con individuazione delle aree interessate dall'impianto

Nell'area di intervento sono presenti le seguenti reti infrastrutturali:

- Di tipo viario:
 - La SS 655 a sud degli aerogeneratori e della stazione SE;
 - La SP47, la SP77 e la SP18;
 - Diverse strade interpoderali;
- Di tipo ferroviario: la tratta Gioia del Colle – Lacedonia si estende a circa 2.0 km a sud dell'area di interesse;

- Elettrodotti: l'area di intervento è attraversata da:
 - Due linee in AT che convergono a sud ovest dell'impianto;
 - Diverse linee MT che si sviluppano longitudinalmente e trasversalmente al layout;
 - Una linea BT.
- Rete telefonica su palo;
- Rete gas.

I comuni limitrofi a Venosa e a Montemilone, dove si localizzano gli aerogeneratori, sono i seguenti: Barile (PZ), Ginestra (PZ), Lavello (PZ), Maschito (PZ), Minervino Murge (BT), Palazzo San Gervasio (PZ), Rapolla (PZ) e Spinazzola (BT).

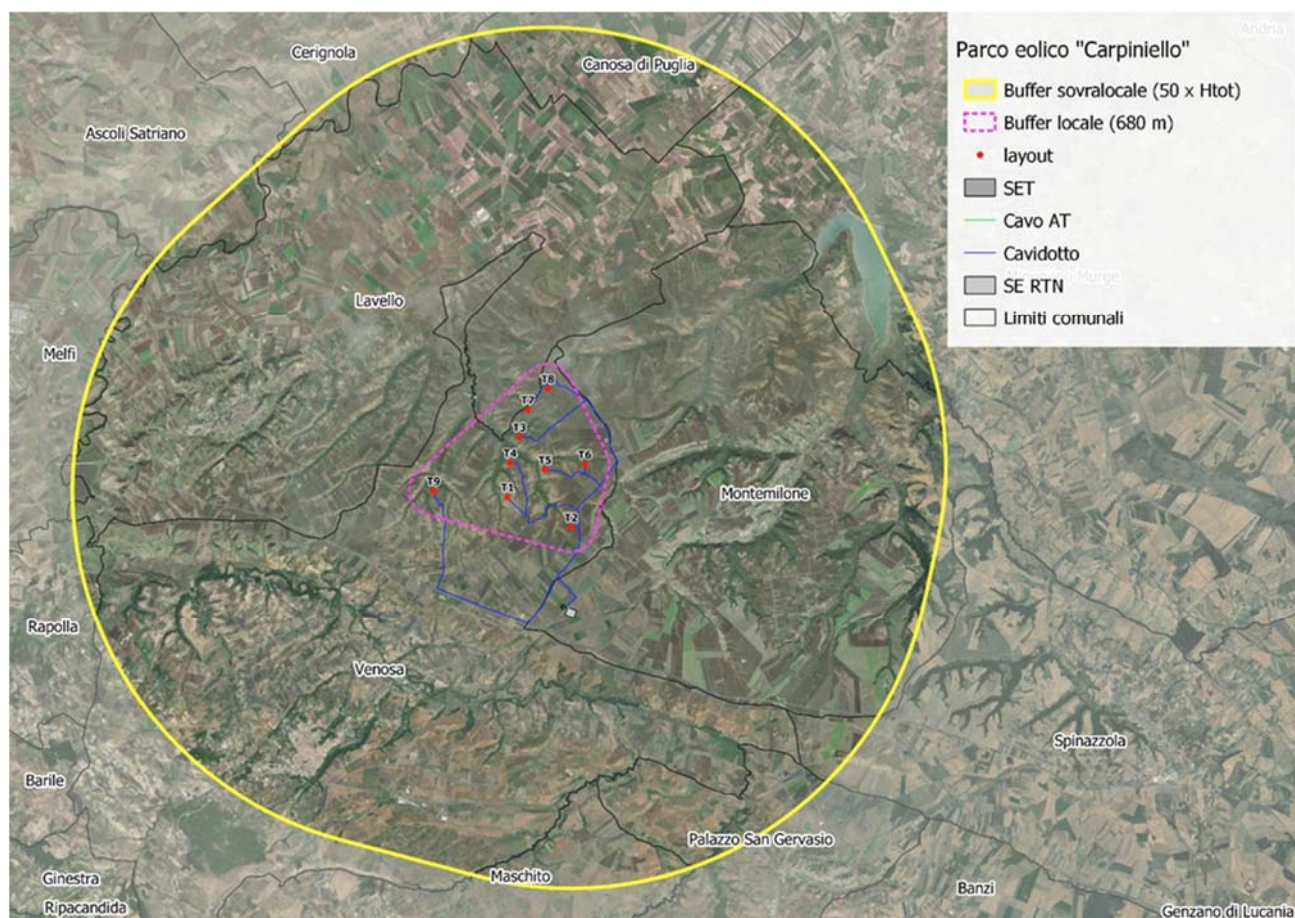


Figura 2: layout di impianto su base ortofoto con indicazione dell'area di intervento

2.1 Dati generali del progetto

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

Tabella 2: Ubicazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

WTG	D rotore	H tot	Coordinate UTM-WGS84 zone 33N		Coordinate Gauss Boaga Roma 40	
			E	N	E	N
T1	170	200	574055	4542009	2594064	4542017
T2	170	200	575817	4541177	2595826	4541185
T3	170	200	574385	4543673	2594393	4543680
T4	170	200	574129	4542958	2594137	4542965
T5	170	200	575091	4542772	2595099	4542779
T6	170	200	576197	4542919	2596205	4542926
T7	170	200	574618	4544428	2594626	4544435
T8	170	200	575173	4545011	2595181	4545018
T9	170	200	572008	4542182	2592016	4542189

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto, ossia di una rete viaria interna al parco che si snoderà seguendo lo sviluppo delle esistenti piste interpoderali.

Nota la producibilità, è possibile valutare la densità volumetrica dell’impianto, così come richiesto dal Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale della Basilicata (PIEAR), approvato con legge regionale del 19 gennaio 2010, n. 1.

Si definisce densità volumetrica il rapporto fra la stima della produzione annua di energia elettrica dell’aerogeneratore espressa in chilowattora anno (kWh/anno), ed il volume del campo visivo occupato dall’aerogeneratore stesso, espresso in metri cubi, e pari al volume del parallelepipedo di lati 3D, 6D e H, dove D è il diametro del rotore ed H è l’altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo + lunghezza della pala).

La densità volumetrica di energia annua unitaria è un parametro di prestazione dell’impianto che permette di avere una misura dell’impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta. Infatti, avere elevati valori di E_v significa produrre maggiore energia a parità di impatto visivo dell’impianto.

Per il parco oggetto di intervento la densità volumetrica media risulta maggiore a 0,15 kWh/(anno×m³), pari al minimo richiesto dal citato PEAR (come modificato dall’art 27 della l.r. n. 7/2014).

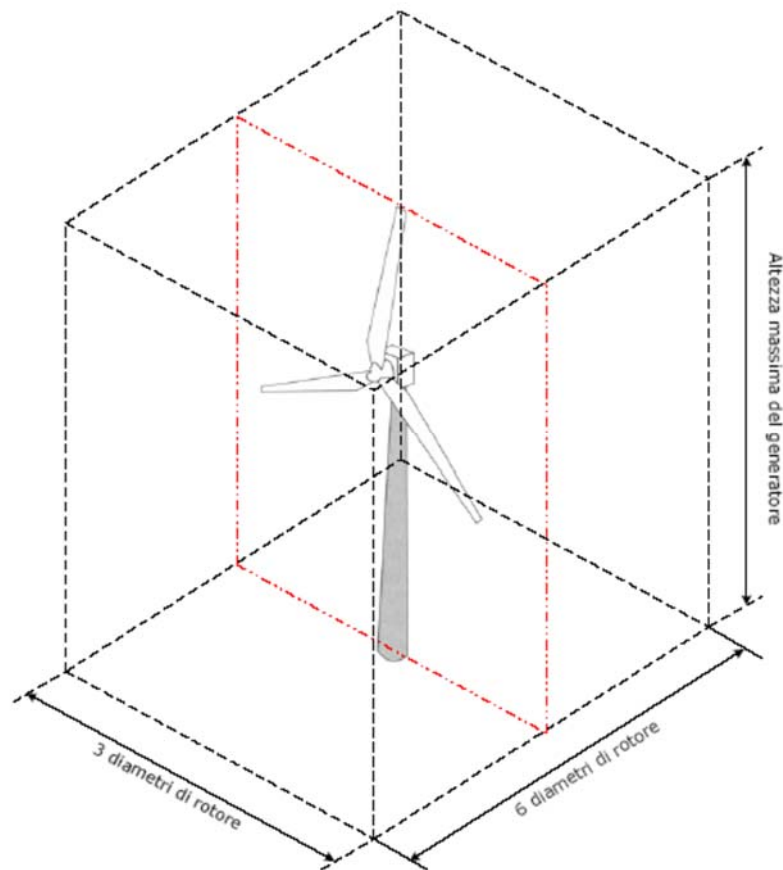


Figura 3: volume del campo visivo occupato da un aerogeneratore

Per i dettagli si rimanda all’elaborato F0410-A-R06-A.

2.2 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 Basilicata. Si è tenuto conto, inoltre, del PIEAR (Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale) della Regione Basilicata.

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

2.2.1 Normativa di riferimento nazionale e regionale

Settore energetico:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 (“Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell’aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell’art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183”);



- 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;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1giugno 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, che prevede, in alternativa, 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. 6.7.2012 e, da ultimo, dal d.m. 23.6.2016. Quest'ultimo decreto, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- legge n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- d.lgs. 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla l. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del 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 e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- 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 sono stati considerati i seguenti atti normativi:

- Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (P.I.E.A.R.) - pubblicato sul BUR n. 2 del 16 gennaio 2010;
- disciplinare per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 2260 del 29 dicembre 2010, modificato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 41 del 19 gennaio 2016;
- l.r. 19 gennaio 2010 n. 1 "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 - l.r. n. 9/2007";
- l.r. 26 aprile 2012 n. 8 "Disposizioni in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili";
- l.r. 09 agosto 2012 n. 17 "Modifiche alla legge regionale 26 aprile 2012, n. 8";
- d.g.r. 07 luglio 2015 n. 903 "d.m. del 10 settembre 2010. Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- l.r. 30 dicembre 2015 n. 54 "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del d.m. 10 settembre 2010";
- l.r. 22 novembre 2018, n. 38, "Seconda variazione al bilancio di previsione pluriennale 2018/2020 e disposizioni in materia di scadenza di termini legislativi e nei vari settori di intervento della Regione Basilicata";
- l.r. 13 marzo 2019, n. 4, "Ulteriori disposizioni urgenti in vari settori d'intervento della Regione Basilicata";
- l.r. 6 novembre 2019, n.22, "Modifiche alla L.R. 13 marzo 2019, n.4. Ulteriori disposizioni urgenti in vari settori d'intervento della Regione Basilicata".

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”;
- DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell’11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 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 DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M.LL.PP. 05/08/98 “Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne”;
- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 “Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolari del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;



- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1ª Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici a 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 della Transizione Ecologica 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. Alternativamente è possibile procedere non utilizzando la procedura unica dettata

dall’art. 27 del D.lgs. 152/2006 e richiedendo il “giudizio di compatibilità ambientale” ex art. 24 per poi farlo confluire nella “Autorizzazione Unica” ex. 387/03. Le tempistiche dei procedimenti hanno subito una serie di evoluzioni con l’emanazione della legge 108/2021 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”*.

- B. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Basilicata;
- 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 (PUA) o del giudizio di compatibilità ambientale (VIA), la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
- D. a valle degli esiti della procedura di PUA o di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- E. l’autorità competente rilascia o nega l’autorizzazione con un proprio provvedimento.

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

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

- Ministero della Transizione Ecologica
- Ministero della Cultura
- Ministero della Cultura – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Basilicata
- Regione Basilicata – Dipartimento Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Basilicata – Dipartimento Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Basilicata – Dipartimento Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell’Acqua
- Regione Basilicata – Dipartimento Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Basilicata – Dipartimento Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Basilicata – Dipartimento Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI
- Provincia di Potenza – Ambiente e Pianificazione territoriale
- Provincia di Potenza – Viabilità e Trasporti
- Comune di Montemilone



- Comune di Venosa
- Comune di Lavello
- Ministero dell’Interno – Comando Vigili del Fuoco di Potenza
- Marina Militare - Comando Marittimo Sud - Taranto
- Aeronautica Militare -. Comando III Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio – Ufficio Servitù Militari – Bari
- ENAC
- ENAV
- Ministero dello Sviluppo Economico – Divisione III – Ispettorato territoriale Puglia-Basilicata e Molise – Bari
- Ministero dello Sviluppo Economico – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e Georisorse – Divisione IV – Sez. UNMIG Napoli
- Autorità di Bacino Distrettuale dell’Appennino Meridionale Sede Puglia
- ARPA Basilicata
- Acquedotto Lucano S.p.A. – Potenza
- Consorzio di Bonifica della Basilicata
- Terna Rete Italia S.p.A.
- ANAS S.p.A.
- RFI S.p.A.

2.2.3 Normativa tecnica di riferimento

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

- Legge 24/07/90 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi";
- DPCM 08/06/01 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità";
- D. Lgs n. 42 del 22/01/2004;
- Norme di Attuazione dell’Autorità di Bacino della Basilicata;
- R. D. 25/07/1904 n. 523;
- T.U. n. 1775/33;
- D.P.R. N. 156 DEL 29/03/1973;
- D. Lgs. 01/08/2003 n. 259;
- R.D.L. 30/12/1923 n. 3267;
- D.P.R. 233/2007 e ss.mm.ii.;
- D.P.R. 91/2009;
- D.P.C.M. 14/11/1997;
- D.P.C.M. 08/07/2003;
- D.M. 29/05/2008;
- D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.;
- D. Lgs 387/2003.



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



3 Descrizione stato di fatto del contesto

3.1 Descrizione del sito d'intervento

Geologia, morfologia e idrogeologia dell'area d'intervento

La geologia dell'Italia Meridionale è caratterizzata da tre principali domini: a sud-ovest è localizzata la Catena Appenninica, costituita da una complessa associazione di unità tettoniche; ad est si riconosce l'area di Avanfossa (Fossa Bradanica), depressione colmata da sedimenti argilloso-sabbioso-conglomeratici, mentre la porzione più orientale è costituita dai carbonati della Piattaforma Apula, che rappresenta l'avampaese della Catena Appenninica.

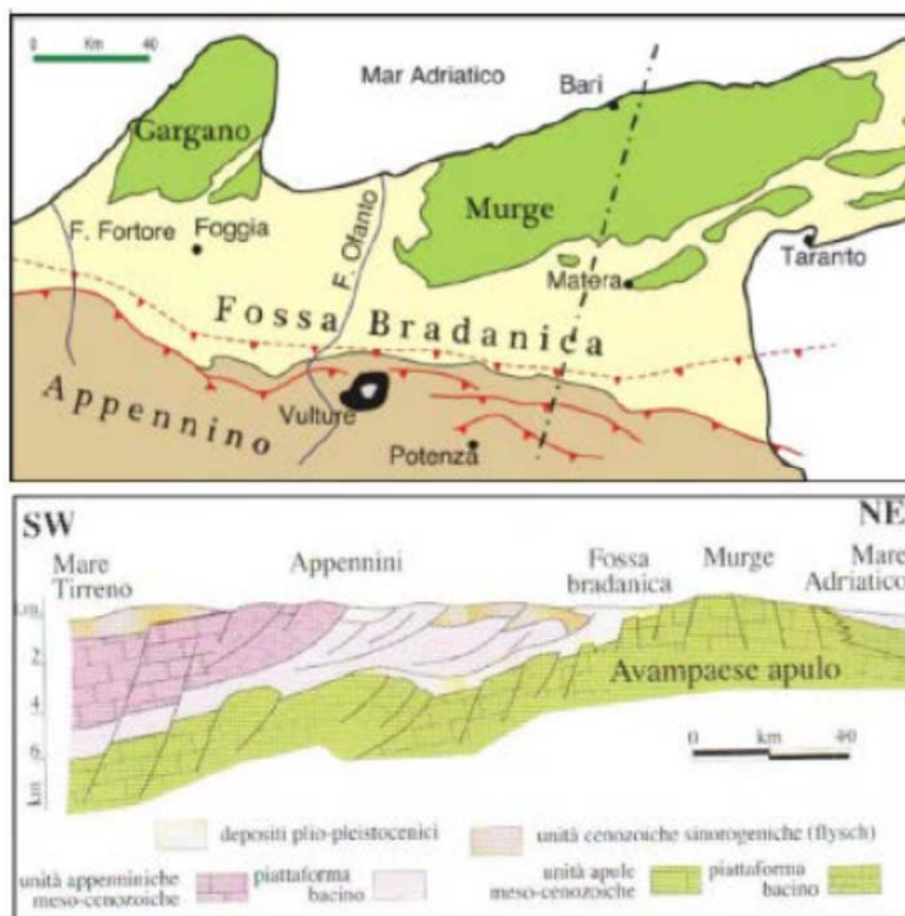


Figura 4: Schema del sistema Catena-Avampaese attuale (Fonte: Sella et al., 1988)

L'area di intervento ricade tra il foglio n.187 “Melfi” e il Foglio n.176 “Barletta” della Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000, di cui di seguito si riporta uno stralcio.

Dal punto di vista geo-strutturale questo settore appartiene al dominio di Avanfossa adriatica e/o Fossa Bradanica. L'Avanfossa, bacino adiacente ed in parte sottoposto al fronte esterno della Catena appenninica, si è formata a partire dal Pliocene inferiore per progressivo colmamento di una depressione tettonica allungata NW-SE, da parte di sedimenti clastici; questo processo, sia pure con evidenze diacroniche, si è concluso all'1a fine del Pleistocene con



l'emersione dell'intera area. Il substrato della successione della Fossa Bradanica è rappresentato dai carbonati della piattaforma apula di età Meso-Cenozoica, che attraverso un sistema di faglie dirette formano una struttura a gradinata (sistema ad horst e graben) di cui l'altopiano murgiano rappresenta la zona di culminazione assiale (Ricchetti et al., 1980).

I primi sedimenti della serie Bradanica sono costituiti da argille marnose (emipelagiti di mare poco profondo) spesse 100-150 m, di età via via più recente procedendo da ovest verso est, in conseguenza della migrazione del bacino nella stessa direzione. Le emipelagiti evolvono a sedimenti siltosi e sabbiosi spessi fino a 2000 m che rappresentano depositi di bacino profondo dovuti ad un'intensa sedimentazione torbidityca.

Su tali depositi torbidityci poggiano altri sedimenti di origine marina di età pleistocenica costituiti dalle argille siltose di mare poco profondo; tali depositi affiorano diffusamente in tutta la Fossa Bradanica e sono noti in letteratura con il termine formazionale di Argille subappennine. La successione Bradanica si chiude con depositi clastici (sabbie e conglomerati) di ambiente litorale (spiaggia e delta) e di ambiente continentale (piana alluvionale di tipo braided e fluviolacustre) che testimoniano la regressione marina e la contestuale emersione dell'area iniziata nel Pleistocene inferiore (1.8 Ma); tali depositi sono noti in letteratura con i termini formali di Sabbie di Montemarano (di ambiente marino) e conglomerato di Irsina (in parte di ambiente costiero e in parte di ambiente continentale).

Oltre ai depositi di origine marina e continentali su descritti, affioranti in maniera diffusa in tutto l'areale al contorno dell'area di studio, si rinvencono all'interno della valle dell'Ofanto, depositi alluvionali terrazzati e recenti che poggiano direttamente, a tratti, sui terreni del substrato pleistocenico e a tratti sui depositi fluvio-lacustri ad esso sovrapposti.

Secondo i dati della Carta Pedologica della Regione Basilicata (2006), nel buffer di analisi prevalgono i suoli delle colline sabbiose e conglomeratiche della Fossa Bradanica. Si tratta di suoli che si sviluppano su depositi marini e continentali a granulometria grossolana e, secondariamente, su depositi sabbiosi e limosi di probabile origine fluvio-lacustre (per maggiori approfondimenti si veda il sito <http://www.basilicata.net.it/suoli/provincia11.htm>).

Ad est del buffer di analisi, in corrispondenza dei primi rilievi a morfologia ondulata, si rileva la presenza di suoli a substrato costituito da rocce sedimentarie terziarie (alternanza di formazioni plioceniche di natura sabbioso-argillosa). Domina la componente argillosa, che conferisce alla maggior parte dei suoli una tessitura fine, talvolta attenuata dalla compresenza di elementi litologici più grossolani (prov. 12).

Completa l'analisi la presenza di suoli ascrivibili alla provincia 14, descritti nel complesso come *"Suoli delle pianure, su depositi alluvionali o lacustri a granulometria variabile, da argillosa a ciottolosa. La loro morfologia è pianeggiante o sub-pianeggiante, ad eccezione delle superfici più antiche, rimodellate dall'erosione e terrazzate, che possono presentare pendenze più alte. Sui terrazzi più antichi hanno profilo moderatamente o fortemente differenziato per rimozione o redistribuzione dei carbonati, lisciviazione e rubefazione. Nelle aree in cui la messa in posto dei sedimenti è più recente, i suoli sono moderatamente evoluti per brunificazione e parziale redistribuzione dei carbonati"*.

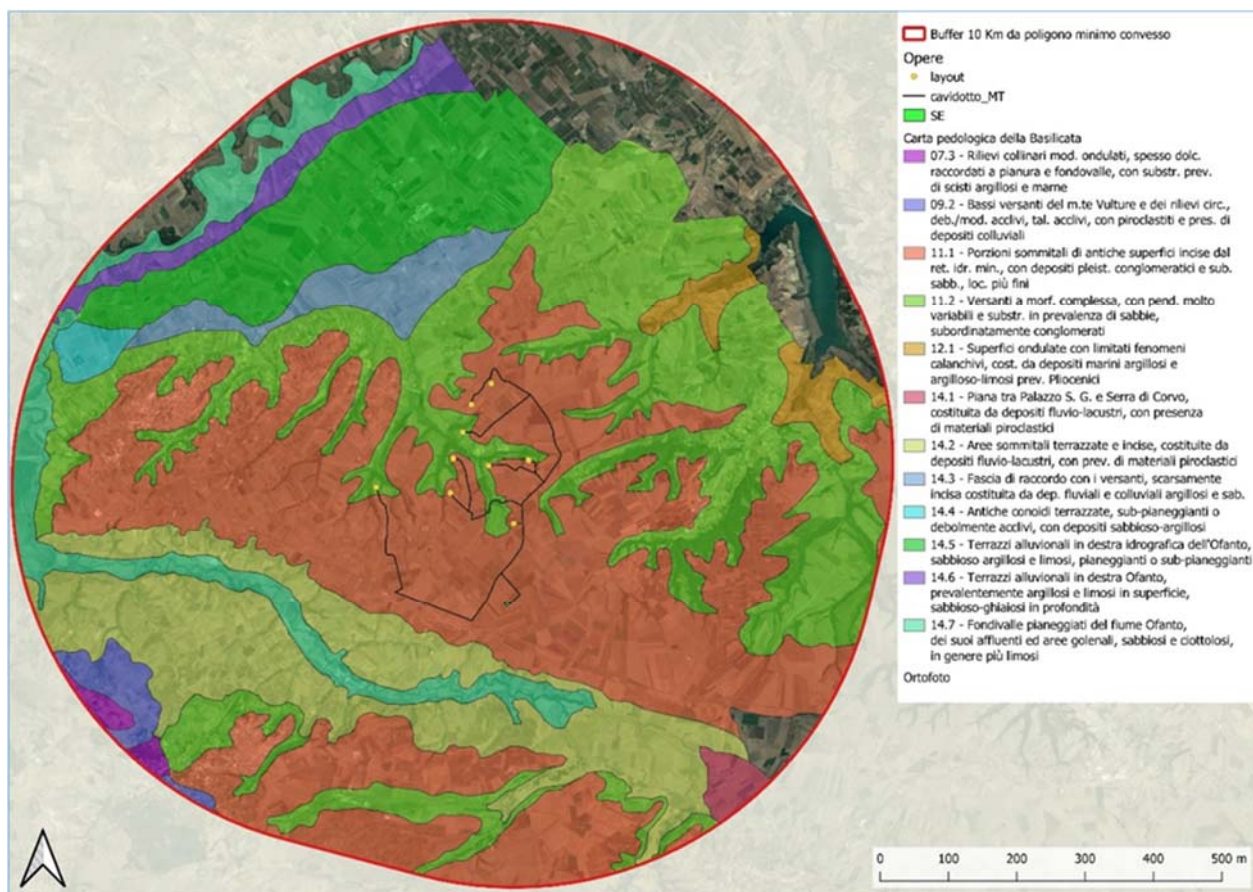


Figura 5: Stralcio della carta pedologica della Regione Basilicata nell'area vasta di analisi (Fonte: ns. Elaborazioni su dati rinvenibili consultando <http://www.basilicata.net.it/suoli/index.htm>)

Dal punto di vista sismico, il 96% dei comuni della Basilicata ricade in zone a pericolosità sismica moderata/alta con il restante 4%, al confine con la Puglia, caratterizzato da pericolosità sismica bassa. In accordo con i dati strumentali, i maggiori terremoti storici registrati nella Regione hanno area epicentrale lungo la dorsale appenninica, al confine con la Campania.

La sismicità strumentale degli ultimi 35 anni è concentrata anch'essa lungo la catena appenninica; in particolare emergono le sequenze del 1990-1992 nell'area del potentino, e quelle del 1998 e del 2012 nell'area del Pollino. Nella figura seguente sono indicati gli epicentri degli eventi sismici registrati dal 1985.

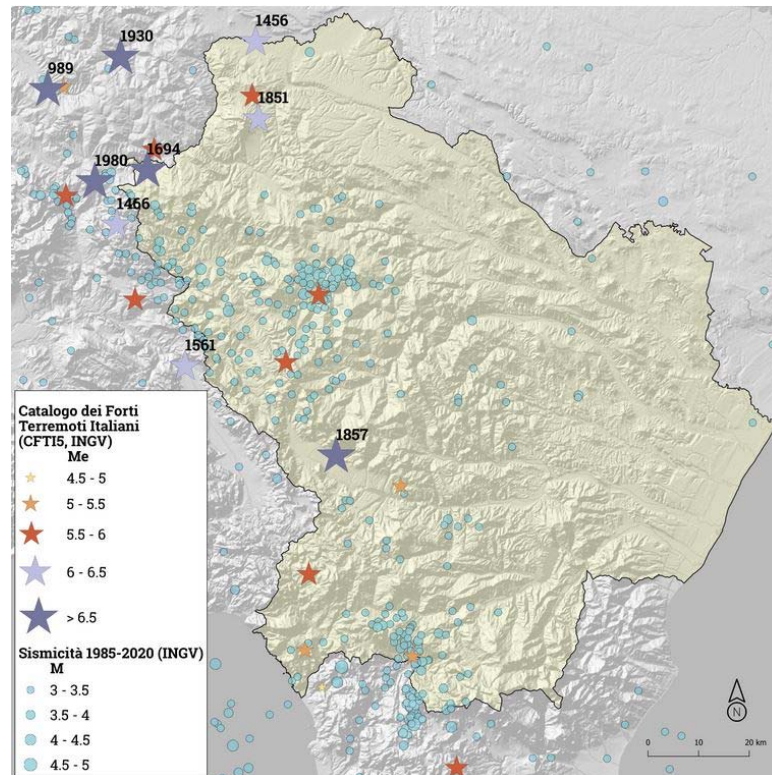


Figura 6: Mappa degli eventi sismici in Basilicata dal 1985 al 2020 (PON Governance 2014 – 2020)

L'area di interesse ricade in una zona classificata a moderata pericolosità sismica (classe 2); nel seguente stralcio viene visualizzata la mappa di pericolosità sismica.

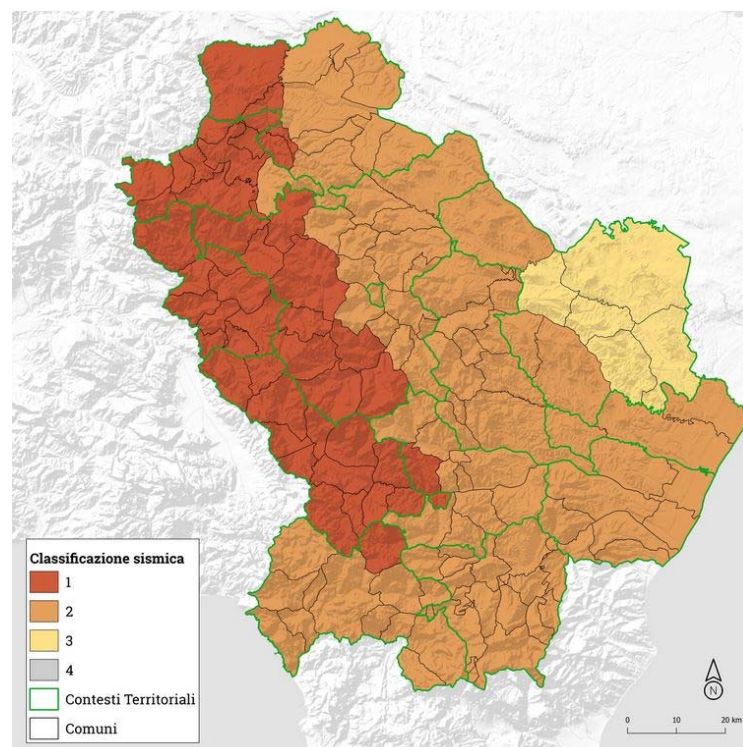


Figura 7: Mappa della pericolosità sismica della Basilicata (PON Governance 2014 – 2020)

Come riportato nell’elaborato A16.a11.1 - Carta della Microzonazione Sismica in scala 1:10.000 e relativi esplosi “Est ed Ovest” in scala 1:5.000, l’area di sedime del parco eolico in progetto è diviso in n. 4 zone sismiche differenti: due classificate Zone Stabili (b) suscettibili di amplificazioni locali, mentre le altre due sono state classificate Zona suscettibili di instabilità (c) in cui gli effetti sismici attesi e predominanti sono riconducibili a deformazioni permanenti del terreno come l’instabilità di versante sia profonda che superficiale. Tutti gli aerogeneratori in progetto saranno ubicati in zona stabili (b) suscettibili di amplificazione locale, e precisamente in zone classificate “Mz-b-1” (Zona di attenzione per amplificazione del moto sismico dovuto alla presenza di terreni granulari su versanti da poco a mediamente inclinati). Le zone suscettibili di instabilità per la presenza di aree instabili “Mz-c-1” non saranno interessate nemmeno dal passaggio del cavidotto che collega i vari aerogeneratori.

Descrizione delle reti infrastrutturali esistenti

Nell’area di intervento sono presenti le seguenti reti infrastrutturali:

- Di tipo viario:
 - La SS 655 a sud degli aerogeneratori e della stazione SE;
 - La SP47, la SP77 e la SP18;
 - Diverse strade interpoderali;
- Di tipo ferroviario: la tratta Gioia del Colle – Lacedonia si estende a circa 2.0 km a sud dell’area di interesse;
- Elettrodotti: l’area di intervento è attraversata da:
 - Due linee in AT che convergono a sud ovest dell’impianto;
 - Diverse linee MT che si sviluppano longitudinalmente e trasversalmente al layout;
 - Una linea BT.
- Rete telefonica su palo;
- Rete gas.

Descrizione della viabilità di accesso all’area

L’accesso all’area parco potrà avvenire dalla SP 18 Ofantina e dalla SS 655.

Descrizione in merito all’idoneità delle reti esterne dei servizi atti a soddisfare le esigenze connesse all’esercizio dell’intervento da realizzare

Durante la fase di esercizio le reti esterne che dovranno essere utilizzate per garantire il soddisfacimento delle esigenze connesse all’esercizio dell’intervento di che trattasi sono:

- la rete infrastrutturale stradale;
- rete telefonica GSM/UMTS.

La rete infrastrutturale stradale esistente risulta essere idonea a soddisfare le esigenze connesse all’esercizio dell’intervento da realizzare.

Sul territorio è presente copertura telefonica/dati.

3.2 Elenco dei vincoli di natura ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico artistico

Il parco eolico in progetto ricade in aree prive di vincoli di natura ambientale e paesaggistica come elencati nel P.I.E.A.R. della Regione Basilicata. Inoltre, nell’area in cui verranno installati gli aerogeneratori non si rileva la presenza di emergenze storico artistiche direttamente interferenti con l’impianto in progetto. In ogni caso, per maggiori dettagli si rimanda allo Studio d’Impatto Ambientale ed alla Relazione Specialistica sulla Componente Paesaggio.

3.3 Documentazione fotografica



Figura 8: panoramica dell’area di intervento dall’abitato di Montemilone



Figura 9: panoramica dell'area di intervento dalla SP77



Figura 10: panoramica dell'area di intervento di intervento dall'abitato di Lavello

3.4 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 della viabilità di servizio e di accesso al parco.

L'esatta posizione degli aerogeneratori è diretta conseguenza dello studio del regime eolico effettuato con l'elaborazione dei dati anemometrici misurati, ottenuti tramite software di simulazione.

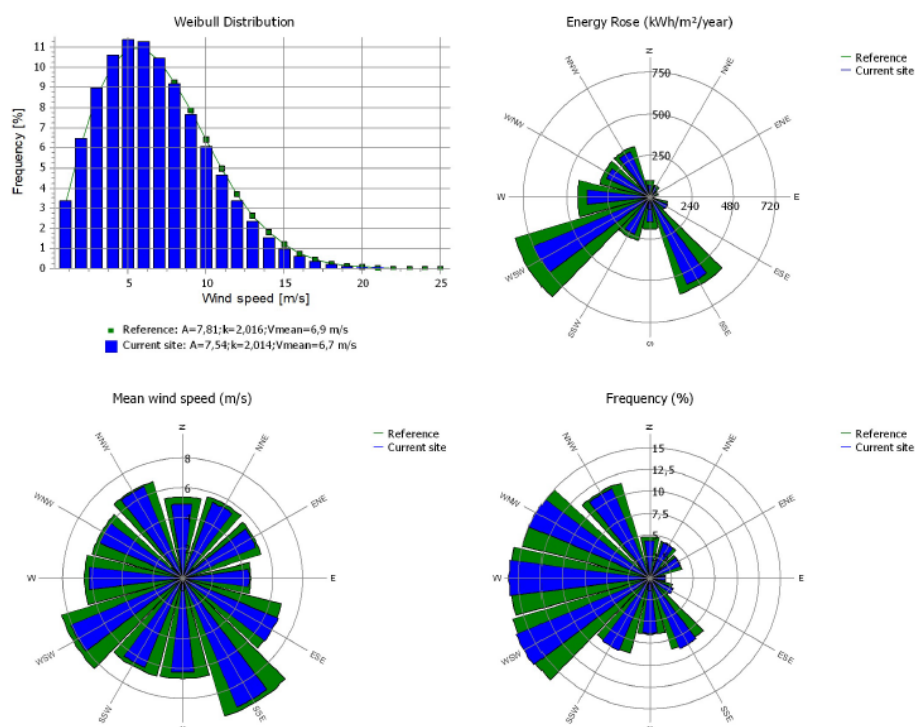


Tabella 3: Distribuzioni di frequenza della direzione di provenienza del vento (rosa dei venti)

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.

3.5 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 in direttamente connessi.

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

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

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

3.6 Alternative di localizzazione

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

La zona prescelta è il risultato di un’attenta analisi che tiene conto dei 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;
- Accessibilità del sito e assenza di ostacoli al trasporto ed all’assemblaggio dei componenti;
- Presenza di una delle seguenti categorie di beni/aree tutelate:
 - Aree e siti non idonei (PIEAR e dgr 903/2015);
 - Aree tutelate per legge ai sensi dell’art. 142 del d.lgs. 42/2004;
 - Beni culturali ai sensi degli art. 10 e 45 del d.lgs. 42/2004;

- Beni paesaggistici ai sensi dell'art. 136 e 142 del d.lgs. 42/2004;
- Aree parco e/o aree naturali protette (l. n. 394/1991);
- Aree e siti non idonei (PPTR Puglia - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile);
- Aree interessate dal vincolo idrogeologico (ex R.D. n. 3267/1923);
- Aree interessate da vincolo floro-faunistico (aree SIC, ZPS) (d.p.r. n. 357/1997, integrato e modificato dal d.p.r. n. 120/2003).

Nello specifico l'attuale configurazione dell'impianto eolico deriva anche dalla valutazione di un'ipotesi alternativa di posizionamento degli aerogeneratori che contempla sempre l'installazione di 9 turbine. Nell'immagine seguente sono riportate le alternative di localizzazione valutate in sede di Studio d'Impatto Ambientale.

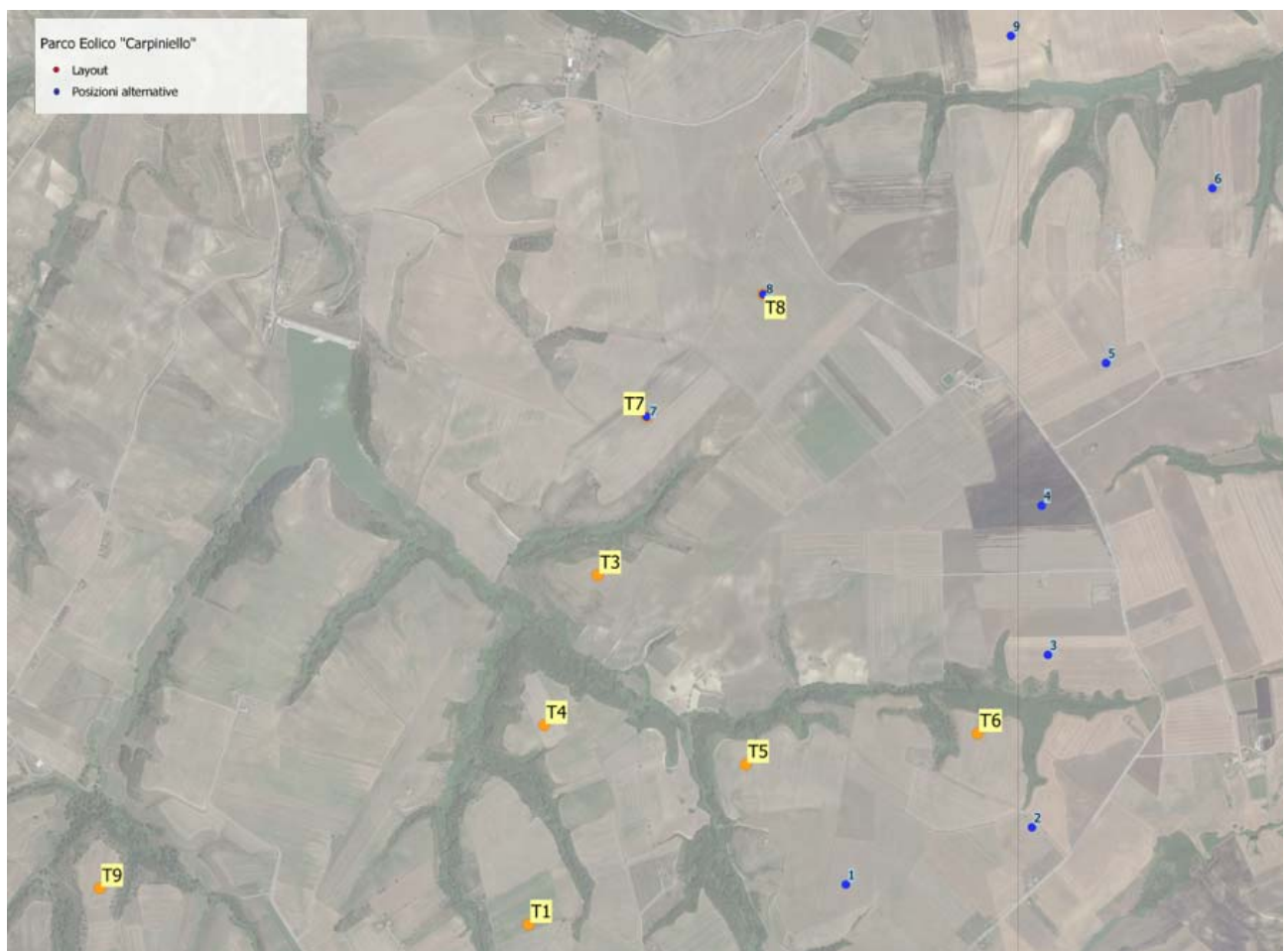


Figura 11: Individuazione dell'alternativa di localizzazione

3.7 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.

3.8 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.

Con riferimento alla tecnologia del fotovoltaico è possibile affermare che un progetto di pari potenza risulterebbe meno compatibile dal punto di vista dell'occupazione di suolo agricolo rispetto a quanto accadrebbe realizzando un impianto eolico. Tale caratteristica, stante la vocazione agricola delle aree coinvolte dal progetto, rende l'opzione del fotovoltaico, nello specifico territorio, meno sinergica con il contesto.

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, la minimizzazione degli impatti sulla matrice “rumore” e sulla matrice “paesaggio” in modo da avallare una soluzione in grado di garantire il migliore compromesso tra impatti ambientali stimati e produzione energetica.

Il risultato del lavoro, le cui soluzioni tecniche sono esposte nel seguito della presente relazione, ha portato alla definizione di un layout costituito da un totale di 9 aerogeneratori ubicati nel comune di Venosa, tutti aventi potenza unitaria pari a 6.2 MW per una potenza complessiva di 55.8 MW.

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 1000 m;
- distanza da fabbricati abitati preesistenti: maggiore di 2.5 volte l'altezza massima degli aerogeneratori di progetto (500 m);
- distanza non inferiore a 300 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 presenti nelle vicinanze degli aerogeneratori. Ulteriori criteri-guida utilizzati per la definizione delle posizioni sono state:

- 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;
- distanza minima da strade di accesso alle abitazioni subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- distanza minima da strade comunali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 m;
- 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;
- nessun impatto diretto su aree boscate;
- riduzione della parcellizzazione della proprietà privata e pubblica, attraverso l'utilizzo di corridoi di servitù già costituite da infrastrutture esistenti;

- distanza del parco eolico da centri di osservazione astronomica e di rilevazione dei dati spaziali (nessuna interferenza può essere rilevata nei confronti di centri di osservazione o rilevazione spaziale, poiché i più vicini, ad es. Centro ASI Matera, Osservatorio di Castelgrande e Planetario di Anzi, si trovano a distanze abbondantemente compatibili).

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 il progetto.

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 localizzazione 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 191 m (cfr. Relazione specialistica — Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti).

Per quanto riguarda le abitazioni non è stata rilevata la presenza di fabbricati classificati come tali a livello catastale entro il buffer di 500 m (2,5 volte l’altezza massima) dagli aerogeneratori, ma al di fuori dello stesso. Tra gli altri edifici, è stata verificata invece la coerenza tra quelli utilizzabili a fini agricoli in funzione dell’attuale stato di manutenzione ed il buffer di 300 metri, che risulta rispettato.

Con riferimento alle distanze dalle strade, si evidenzia che l’area delimitata dal buffer di 200 m non interferisce con le strade provinciali e comunali.

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

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 sarà 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 comporterà la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 6905 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;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

Tali spazi dovranno 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..

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 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 dovranno essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale "scotico" verrà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei ripristini ambientali da effettuare a fine lavori.

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 prevedrà la realizzazione di 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.

La larghezza minima della viabilità di accesso ai luoghi previsti per l'installazione delle turbine è prevista in 4m. Nel caso specifico le inclinazioni laterali (baulature) saranno trascurabili mentre le pendenze longitudinali non sono previste particolarmente 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 per i ripristini ambientali al termine delle lavorazioni.

Tutte le strade sono state progettate seguendo l'andamento topografico esistente in loco cercando di ridurre al minimo i movimenti di materia (scavi e riporti), i sottofondi stradali saranno realizzati in materiale calcareo rifinito con una pavimentazione stradale in macadam.

La rete elettrica MT (complessivi 17 Km) esercita a 30 kV sarà realizzata con posa completamente interrata allo scopo di ridurre l'impatto della stessa sulla componente paesaggio ed assicurando, al contempo, il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Il tracciato planimetrico della rete, lo schema unifilare dove sono evidenziate la lunghezza e le sezioni corrispondenti di ciascuna terna di cavo nonché la modalità e le caratteristiche di posa sono dettagliate all'interno degli elaborati di progetto.

Al termine del cavidotto esterno in MT è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione da media ad alta tensione (MT/AT) situata nelle immediate vicinanze del punto di consegna.

Tale sottostazione sarà distinguibile in due unità separate: la prima, indicata come “area condivisa in condominio AT”, rappresenta la stazione di condivisione a 150 kV e sarà utilizzata per condividere lo stallo di connessione assegnato da Terna ai diversi produttori assegnatari del medesimo punto di connessione, la seconda, indicata come “RENEXIA S.p.a. Codice Pratica 202100253”, rappresenta la stazione utenza di trasformazione 30/150 kV.

Il collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la sottostazione di consegna verrà realizzato mediante cavo in alta tensione in modo da trasferire l'energia elettrica prodotta dall'impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante la futura SE di trasformazione a 380/150 kV ubicata nel settore settentrionale del territorio comunale di Montemilone (PZ).

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 fondazioni degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della viabilità 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 e censiti nel Piano Regionale per la Gestione dei Rifiuti pubblicato nel Bollettino Ufficiale della Regione Basilicata n. 3 del 16.02.2017.

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 9 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 6.2 MW, per una potenza complessiva di 55.8 MW.

In particolare, il modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è il Siemens Gamesa SG 6.2-170 MW-HH115 o similare.

L'impianto, ovvero il poligono che lo racchiude, occuperà un'area approssimativamente di circa 625 ha.

Nota la producibilità, è possibile valutare la densità volumetrica, così come richiesto dal Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale della Basilicata (PIEAR), approvato con legge regionale del 19 gennaio 2010, n. 1.

Si definisce densità volumetrica il rapporto fra la stima della produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in chilowattora anno (kWh/anno), ed il volume del campo visivo occupato dall'aerogeneratore stesso, espresso in metri cubi, e pari al volume del parallelepipedo di lati 3D, 6D e H, dove D è il diametro del rotore ed H è l'altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo + lunghezza della pala).

La densità volumetrica di energia annua unitaria è un parametro di prestazione dell'impianto che permette di avere una misura dell'impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta. Infatti, avere elevati valori di E_v significa produrre maggiore energia a parità di impatto visivo dell'impianto.

Per il parco oggetto di intervento la densità volumetrica media risulta superiore a **0,15 kWh/(anno×m³)**, quindi compatibile con il valore richiesto dal citato PEAR (come modificato dall'art 27 della l.r. n. 7/2014).

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 4 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 4 m per uno sviluppo lineare pari a circa 3317 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 4: Lunghezza tracciati stradali di progetto

Tratto	Adeguamento (m)	Ex novo (m)
Strada + piazzola T1	335	681
Strada + piazzola T2	0	226
Strada + piazzola T3	1724	585
Strada + piazzola T4	1366	303
Strada + piazzola T5	0	1786
Strada + piazzola T6	0	281
Strada + piazzola T7	1000	283
Strada + piazzola T8	0	210
Strada + piazzola T9	1197	1740
Totali	5622	6095

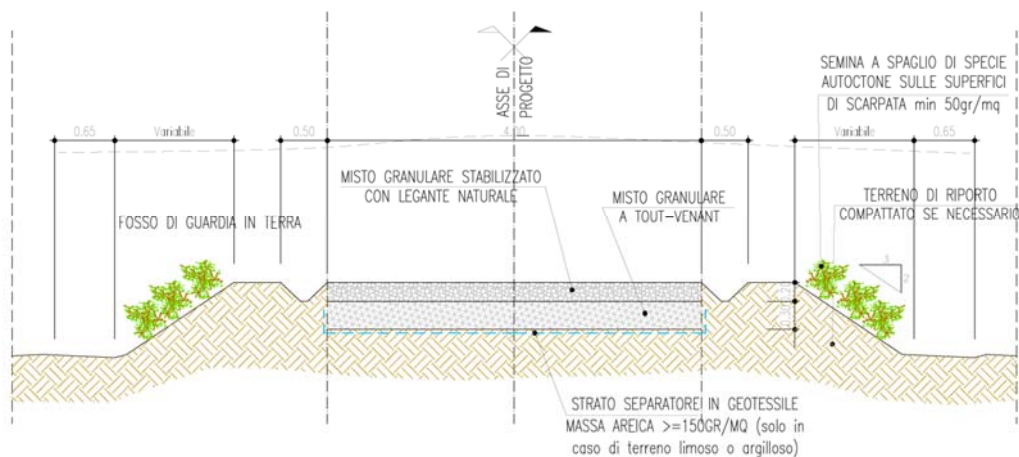


Figura 12: sezione tipo rilevato strada

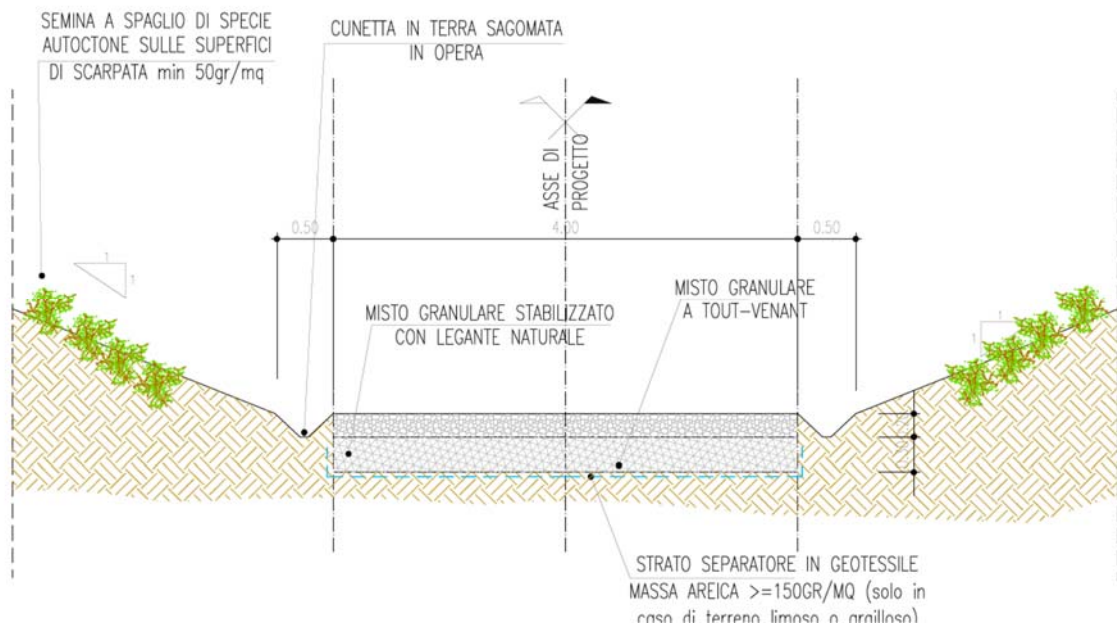


Figura 13: sezione tipo trincea strada

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 MT attraverseranno il territorio comunale di: Montemilone, Venosa e Lavello, in provincia di Potenza.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla Stazione Utente 30/150 kV, con funzione di trasformazione ed immessa nella RTN.

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

Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 3 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: $6,2 \times 3 = 18,6$ MW (T7 – T8 – T3 – SSE);
- Sottocampo 2: $6,2 \times 3 = 18,6$ MW (T5 – T6 – SSE);
- Sottocampo 3: $6,2 \times 3 = 18,6$ MW (T4 – T1 – T2 – SSE).
- Sottocampo 4: $6,2 \times 1 = 6,2$ MW (T9 – SSE)

Il collegamento tra il montante in AT condiviso nell’area della SET di Renexia e la futura Stazione Elettrica (SE) RTN a 150-380 kV sarà realizzato mediante cavo in alta tensione interrato.

La rete di cavidotti MT si estende per circa 26 Km, si riporta nella tabella seguente il calcolo delle perdite di tensione nei cavi elettrici.

La stazione elettrica

La sottostazione di trasformazione 30-150kV sarà ubicata, come più volte precisato, all’interno di un condominio stalli con altri produttori.

Per quel che riguarda l’architettura della parte “utente” sarà costituita da da:

- N.1 stalli trasformatore AT/MT;
- N.1 stallo di arrivo linea in cavo AT da SE RTN di Montemilone;
- N.1 edificio servizi per le apparecchiature MT e BT;
- Viabilità di accesso alla stazione elettrica e opere di accesso e recinzione.

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

Per tutti i locali è prevista un’altezza fuori terra massima di 3.20 m come quota finita. Le dimensioni in pianta del fabbricato sono: lunghezza 30 m, profondità 4.5 m con annesso locale di misura.

L’edificio conterrà i locali adibiti alle seguenti funzioni:

- Locale MT
- Locale BT
- Locale Gruppo Elettrogeno
- Locale Misure
- Locale Telecontrollo Aerogeneratori
- Locale Tecnico

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 170 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/MT 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 115 m;



- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 200 m;
- area spazzata massima: 22698 m².

In particolare, il modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è il Siemens Gamesa SG 6.2-170 MW-HH115.

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 6400 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 115 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 170 m e una velocità di rotazione variabile tra circa 4 e 11,00 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 83.5 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 MT/BT

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

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 MT a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

Il percorso del collegamento del Parco Eolico alla Stazione di Trasformazione 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.

Come sopra accennato, la rete a 30 kV avrà una lunghezza totale pari a circa 32,2 km (la posa avverrà in trincee lunghe complessivamente 17 Km), sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo ARE4H5E - 18/30 kV o equivalenti con conduttore in alluminio. Il calcolo delle perdite di tensione nei cavi elettrici è riportato nella tabella seguente.

I cavi verranno posati ad una profondità non inferiore a 120 cm, con un tegolo di protezione in prossimità dei giunti (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm per una e due terne.

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

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

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

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



Tabella 5: perdite di tensione nei cavi

Circuito	Tratto	Potenza	Ib (corrente di impiego)	Io min - portata minima del cavo	Sezione cavo	Io	Iz (Portata)	Lunghezza	Caduta di tensione	Caduta di tensione	Caduta di tensione complessiva
		MW	A	A	mmq	A	A	m	V	%	%
1	T7-T8-T3	6,2	132,6	138,1	240	408	391,68	986	20,50	0,07%	0,07%
		6,2	132,6	153,4	240	408	352,51	202	4,67	0,02%	0,08%
		12,4	265,2	306,9	630	408	352,51	202	4,03	0,01%	0,10%
		12,4	265,2	276,2	630	682	654,72	1527	27,42	0,09%	0,19%
		12,4	265,2	306,9	630	682	589,25	2305	45,98	0,15%	0,34%
		18,6	397,7	460,3	630	682	589,25	2305	68,97	0,23%	0,57%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	2754	87,26	0,29%	0,86%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	929	29,43	0,10%	0,96%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	456	14,45	0,05%	1,01%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	457	14,48	0,05%	1,06%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	786	24,90	0,08%	1,14%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	356	11,28	0,04%	1,18%
		18,6	397,7	487,4	630	682	556,51	192	6,08	0,02%	1,20%
2	T5-T6	6,2	132,58	138,1	240	408	391,68	1211	25,18	0,08%	0,08%
		6,2	132,58	153,4	240	408	352,51	272	6,28	0,02%	0,10%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	272	12,57	0,04%	0,15%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	568	26,25	0,09%	0,23%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	929	42,93	0,14%	0,38%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	456	21,07	0,07%	0,45%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	1580	73,02	0,24%	0,69%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	786	36,32	0,12%	0,81%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	356	16,45	0,05%	0,87%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	192	8,87	0,03%	0,90%
3	T4-T1-T2	6,2	132,58	138,1	240	408	391,68	1663	34,58	0,12%	0,12%
		6,2	132,58	153,4	240	408	352,51	697	16,11	0,05%	0,17%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	697	13,90	0,05%	0,22%
		12,4	265,15	276,2	630	682	654,72	2093	37,58	0,13%	0,34%
		12,4	265,15	324,9	630	682	556,51	456	9,63	0,03%	0,37%
		12,4	265,15	306,9	630	682	589,25	222	6,64	0,02%	0,39%
		18,6	397,73	460,3	630	682	589,25	222	9,96	0,03%	0,43%
		18,6	397,73	487,4	630	682	556,51	1580	50,06	0,17%	0,59%
		18,6	397,73	487,4	630	682	556,51	786	37,33	0,12%	0,72%
		18,6	397,73	487,4	630	682	556,51	356	16,91	0,06%	0,78%
		18,6	397,73	487,4	630	682	556,51	192	9,12	0,03%	0,81%

4	T9	6,2	132,58	138,1	630	682	654,72	5644	117,37	0,39%	0,39%
		6,2	132,58	153,4	630	682	589,25	1561	36,07	0,12%	0,51%
		6,2	132,58	153,4	630	682	589,25	786	7,84	0,03%	0,54%
		6,2	132,58	138,1	630	682	654,72	356	3,20	0,01%	0,55%
		6,2	132,58	153,4	630	682	589,25	192	1,92	0,01%	0,55%

Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto.

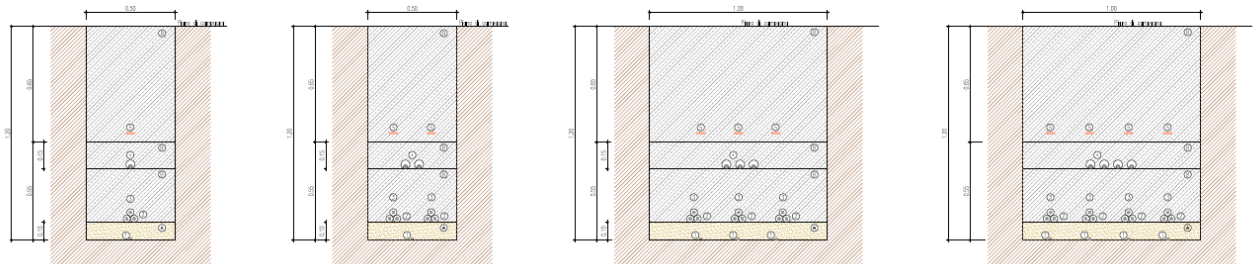


Figura 14: sezioni tipo 1A, 2A, 3° e 4A

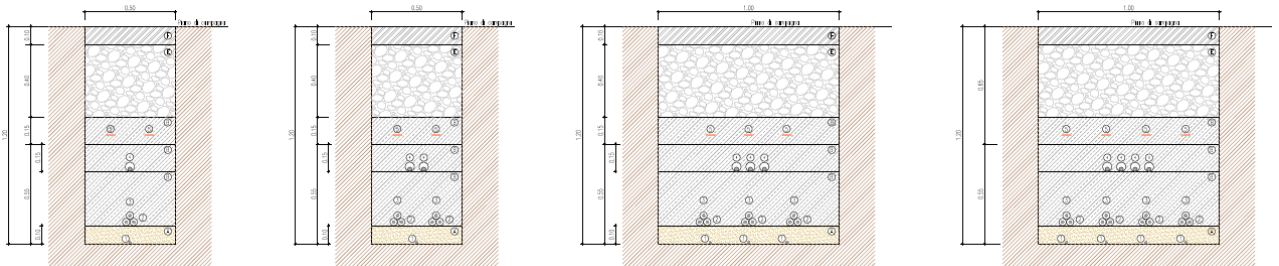


Figura 15: sezioni tipo 1B, 2B, 3B e 4B

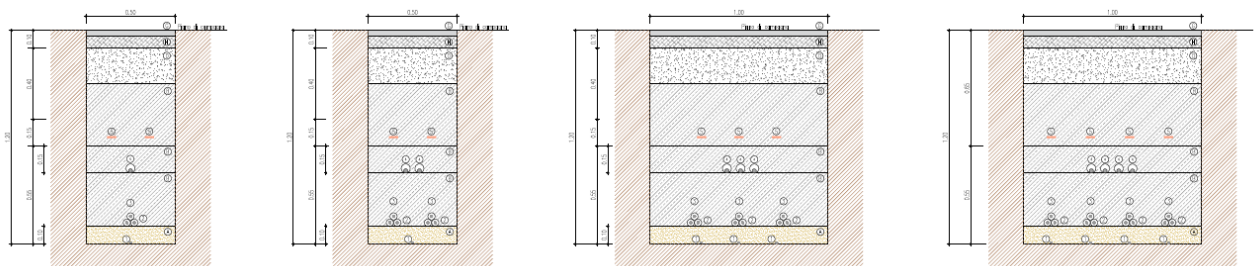


Figura 16: sezioni tipo 1C, 2C, 3C e 4C



LEGENDA		
(A) Sabbia ϕ 0–3 mm	(F) Stabilizzato ϕ 0–25 mm	(3) Tegolino di protezione
(B) Rinferto con terreno proveniente dagli scavi	(G) Conglomerato bituminoso – Strato di base	(4) Fibra ottica in tubazione ϕ 50
(C) Terreno vegetale	(H) Conglomerato bituminoso – Strato di collegamento (Byrider)	(5) Nastro monitore
(D) Conglomerato cementizio C 15/25	(1) Cavo di terra	(6) Cavidotto in PEAD SN 8 ϕ 150
(E) Pietrisco ϕ 70–120 mm	(2) Cavi MT	

Figura 17: Legenda

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 l'Autorità di Bacino dell'Appennino Meridionale – ADB Puglia.

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); nel caso di specie, il cavidotto interferisce anche con un'area definita dal PGRA della Regione Puglia a pericolosità di inondazione media, pertanto 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, anche l'intersezione con la rete stradale provinciale, fino a raggiungere una profondità, in corrispondenza dell'intersezione, non inferiore a 2 m. 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

Gli aerogeneratori considerati nello studio sono stati schematizzati come sorgenti puntuali senza specifica direttività (omnidirezionali), poste a un’altezza dal p.c. pari all’altezza reale di installazione (altezza mozzo di 115 m).

Per quanto riguarda le emissioni acustiche, nel caso specifico in esame sono disponibili i dati forniti dal costruttore (cfr tabella seguente).

Al fine di determinare l’impatto acustico generato dall’entrata in esercizio dell’Impianto eolico, è stato poi introdotto il contributo sonoro apportato da ciascun aerogeneratore ipotizzando in maniera cautelativa lo **scenario di funzionamento** più gravoso in termini emissivi ovvero quello relativo alla massima potenza sonora $L_w(A)$, pari a 105.6 dB(A), emessa dagli aerogeneratori in esame (corrispondente a velocità del vento al mozzo superiori a 9 m/s) senza dispositivi destinati a ridurre le emissioni acustiche. I risultati della presente valutazione sono stati visualizzati graficamente in forma di isofoniche (superfici di isolivello) sovrapposte ad una ripresa aerofotogrammetrica dell’area di studio.

Tabella 6: specifiche aerogeneratore di riferimento

Modello	SG 6.2-170
Potenza [MW]	6.2
Diametro rotore [m]	170
Altezza mozzo [m]	115
$L_w(A)^1$ [dBA]	
Mode 0	
106.0	

In particolare, i dati riportati nella precedente tabella sono relativi alla modalità di settaggio della macchina eolica denominate “*Mode 0*”, corrispondente alla configurazione di massima producibilità, senza l’attivazione di dispositivi finalizzati a ridurre le emissioni acustiche². In tal modo la simulazione è stata condotta nelle ipotesi più gravose (dal punto di vista dell’eventuale impatto acustico dell’opera in oggetto) per il rispetto dei limiti differenziali, dal momento che il rumore residuo generato dal vento al suolo, seppur presente, non è di intensità tale da coprire o mascherare parzialmente il rumore immesso dalle macchine, come accadrebbe in condizioni tipiche di funzionamento con più alti valori di velocità del vento.

¹ Livello di potenza sonora, con ponderazione A, dichiarato dal costruttore a quota mozzo (hub). Il dato è riferito alle condizioni di massima producibilità della macchina.

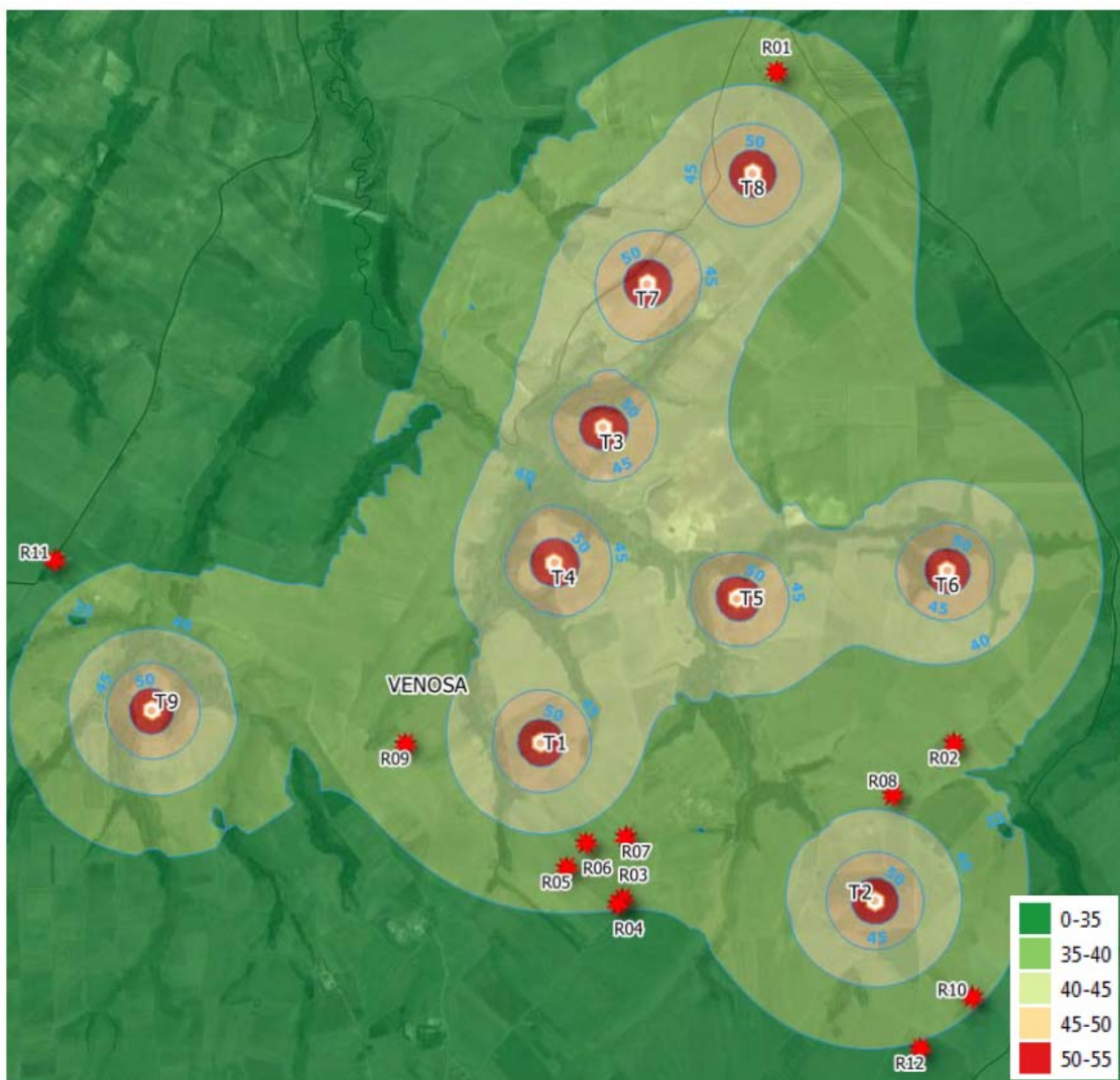


Figura 18: stralcio della mappa previsionale del rumore ambientale post operam; RCi: ricettori, Ti: aerogeneratori

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. Si ottengono così i dati sinteticamente riportati in figura 22.

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 0.6-0.75 Hz (corrispondenti a 12 - 15 rpm, circa un passaggio ogni 1.6-1.3 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.

nel caso in esame, per quanto concerne le simulazioni effettuate, si è assunta una distanza massima di influenza del fenomeno in esame pari a 10 volte il diametro dell’aerogeneratore di progetto (1700 m) ed un angolo minimo di altezza del sole sull’orizzonte pari a 3°. Tali assunzioni di input al modello risultano molto conservative in relazione a quanto espresso sopra in termini teorici

in riferimento al fenomeno di shadow flickering. 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 non si verifica per oltre 30 ore all'anno presso nessun ricettore sensibile.

Per l'area in esame il valore medio di eliofania corrisponde a circa 2200 h/a , , quindi, i risultati del calcolo possono, ragionevolmente, essere abbattuti del 49.77 %, pari al complemento a 1 del rapporto $2300/4380 = 52.51$ %. In altri termini, rispetto al WORST CASE, la probabilità di occorrenza del fenomeno di shadow flickering si riduce realisticamente, per l'area in esame, al 54.79 % del valore calcolato dal modello impiegato e che corrisponde proprio alla probabilità che il disco solare risulti libero da nubi.

Inoltre, si rappresenta che si tratta di fenomeni:

- limitati nello spazio, in quanto relativi solo a due 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 ecc.....

Di seguito sono riportate le mappe delle ore di ombreggiamento (shadow flickering) nel worst case così come elaborata dal modello impiegato.

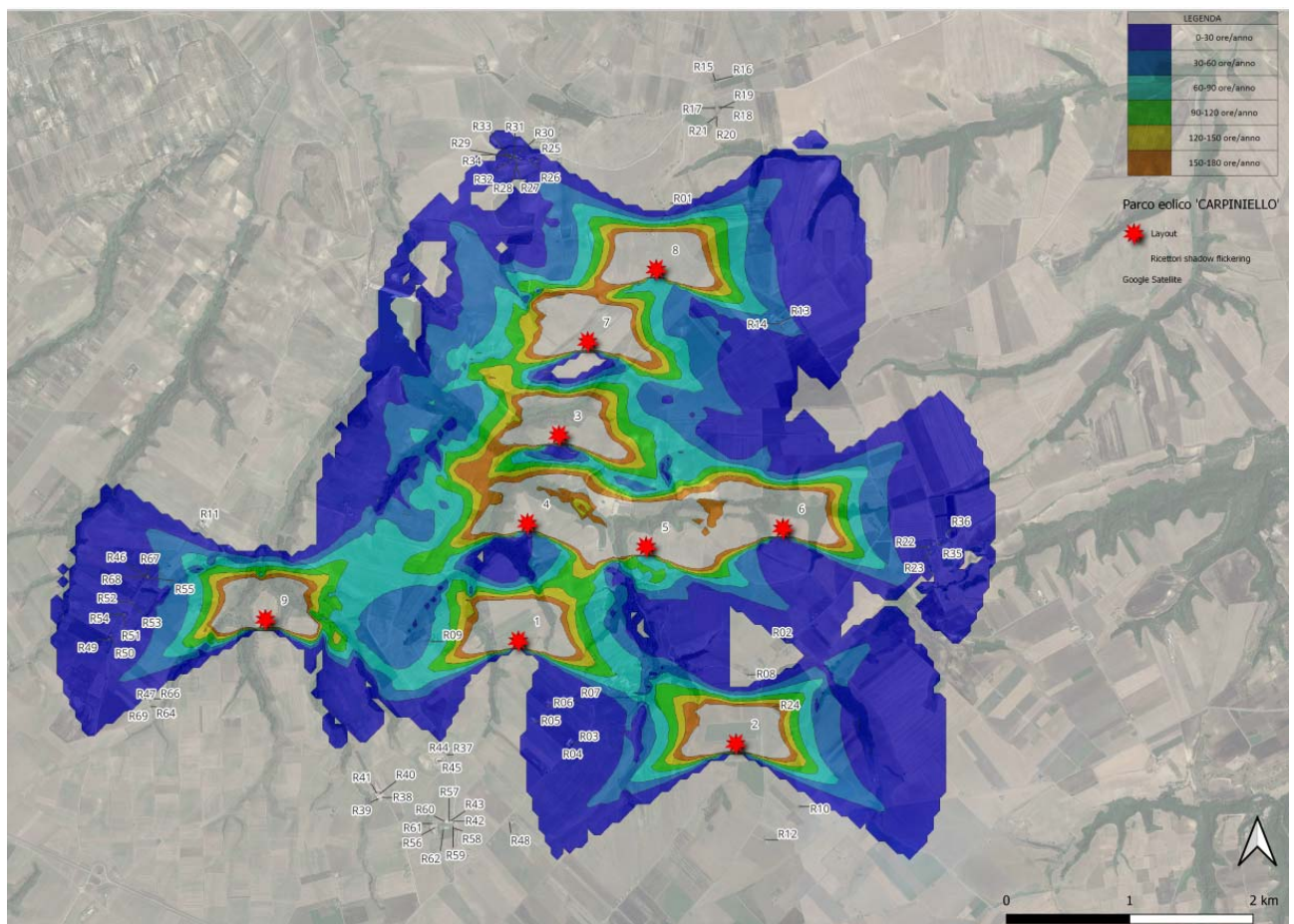


Figura 19: mappa di impatto potenziale (stralcio) da shadow flickering per il campo eolico in esame

Impatto BASSO.

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=115 m ed R=83.5 m

Il massimo numero di giri per minuto che l'aerogeneratore compie è pari 11,00, quindi supponendo che la rottura della pala avvenga vicino al mozzo e considerando R=28.3 m (lunghezza pala/3), si ottiene una velocità di distacco di 32,62 m/s nel baricentro della pala.

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

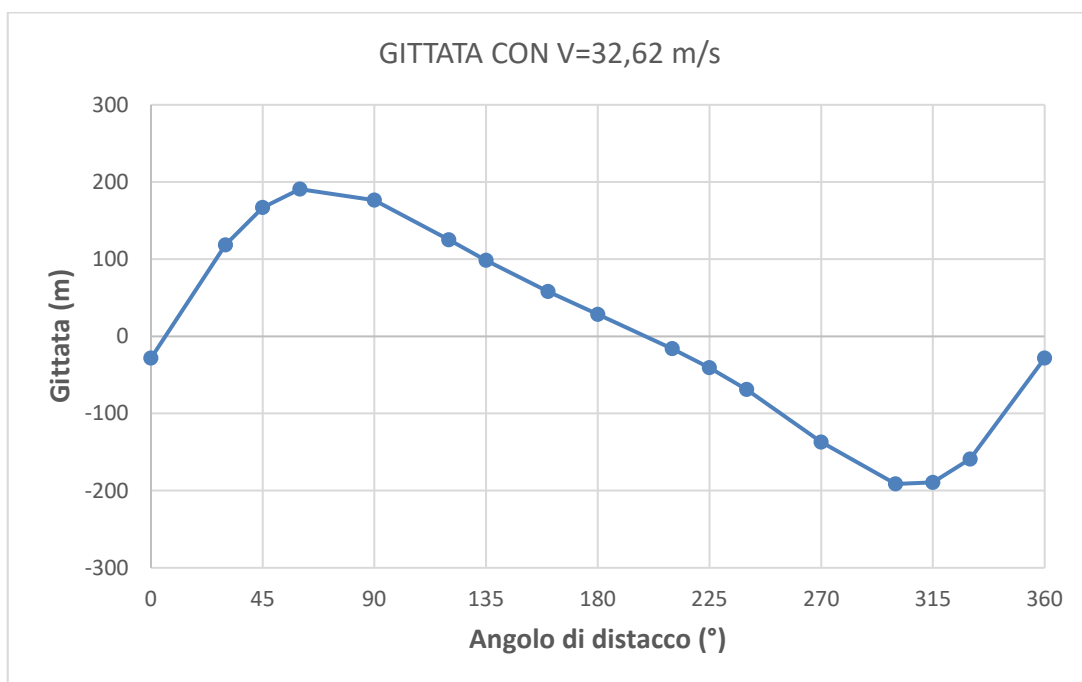


Figura 20: andamento della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco relativo all'aeroregeneratore

La gittata massima è di circa 191 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 1
POSITIVE	Molto alta	
	Alta	- 05.3 - Esercizio - Emissioni di gas serra
	Moderata	- 04.4 - Esercizio - Consumo di risorsa idrica ed alterazione della qualità delle acque
	Bassa	- 01.2 - Cantiere - Impatto sull'occupazione - 01.4 - Esercizio - Impatto sull'occupazione
	Nessun impatto	
NEGATIVE	Bassa	<ul style="list-style-type: none"> - 01.1 - Cantiere - Disturbo alla viabilità - 01.3 - Cantiere - Effetti sulla salute pubblica - 01.5 - Esercizio - Effetti sulla salute pubblica - 02.1 - Cantiere - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.2 - Cantiere - Alterazione di habitat - 02.3 - Cantiere - Disturbo alla fauna - 02.4 - Esercizio - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.5 - Esercizio - Disturbo alla fauna - 02.6 - Esercizio - Mortalità per collisioni dell'avifauna - 02.7 - Esercizio - Mortalità per collisioni dei chiroterti - 02.8 - Esercizio - Incidenza sulle aree Rete Natura 2000 limitrofe e sulle relative interconnessioni - 03.1 - Cantiere - Alterazione della qualità dei suoli - 03.2 - Cantiere - Rischio di instabilità dei profili - 03.3 - Cantiere - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 03.4 - Esercizio - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 04.1 - Cantiere - Alterazione qualità acque superficiali e sotterranee - 04.2 - Cantiere - Consumo di risorsa idrica - 04.3 - Esercizio - Modifica al drenaggio superficiale - 05.2 - Cantiere - Emissioni di gas serra da traffico veicolare - 06.1 - Cantiere - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio - 07.1 - Cantiere - Disturbo alla popolazione - 07.2 - Esercizio - Disturbo alla popolazione
	Moderata	- 05.1 - Cantiere - Emissioni di polvere - 06.2 - Esercizio Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio
	Alta	
	Molto alta	

Come è possibile osservare dalla matrice di identificazione delle magnitudo degli impatti in relazione a ciascuna azione di progetto, l'iniziativa genera delle pressioni nei confronti delle

principali componenti ambientali che non superano il livello identificato come “basso”. (cfr. Quadro di riferimento ambientale). Solo le componenti: “Cantiere - Emissioni di polvere” e “Esercizio Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio paesaggio” risultano “moderate”.

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.

Di seguito, a titolo esemplificativo, si riporta lo stato dei luoghi dai punti di ripresa fotografica scelti per effettuare i fotoinserti:

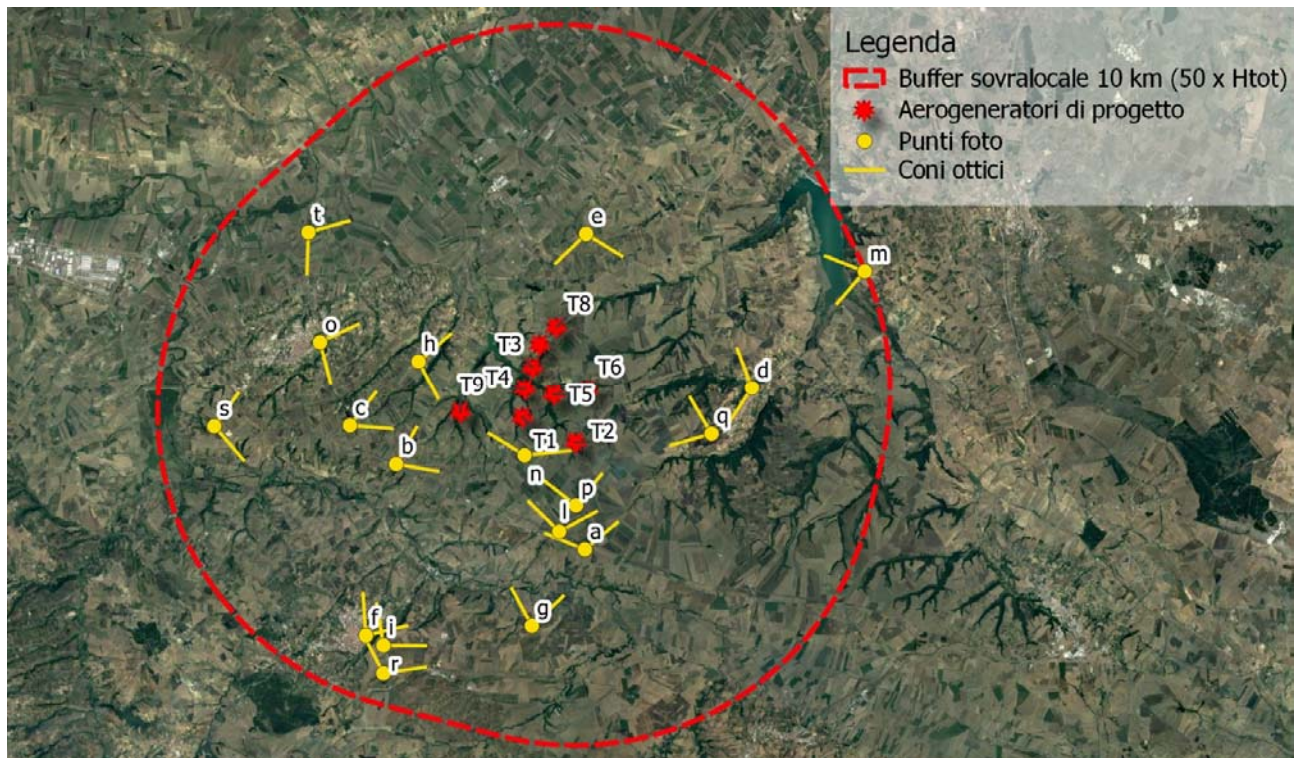


Figura 21: Mappa con localizzazione dei punti di vista dai quali sono stati effettuati i fotoinserimenti



Figura 22: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica A



Figura 23: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica B



Figura 24: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica C



Figura 25: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica D



Figura 26: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica E



Figura 27: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica F



Figura 28: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica G



Figura 29: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica H



Figura 30: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica I



Figura 31: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica L



Figura 32: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica M



Figura 33: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica N



Figura 34: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica O



Figura 35: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica P



Figura 36: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica Q (Rapolla – Area archeologica)



Figura 37: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica R



Figura 38: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica S



Figura 39: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica T

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.

Immobili di interesse storico ed artistico

Sono state rilevate alcune sovrapposizioni con aree classificate non idonee ai sensi della l.r. 54/2015 Basilicata, riportate e descritte nell'Allegato 1, tra cui:

- Buffer di 3 km dal bene “Masseria Matinella-Veltri”, nel Comune di Venosa, che intercetta parte del cavidotto e la SET;
- Buffer di 3 km dal bene “Masseria Casone”, nel Comune di Venosa, che intercetta parte del cavidotto e WTG;
- Buffer di 3 km dal bene “Masseria Saraceno-Quaranta”, nel Comune di Venosa, che intercetta parte del cavidotto e WTG;
- Buffer di 3 km dal bene “Masseria Iannuzzo”, nel Comune di Lavello, che intercetta parte del cavidotto e WTG;
- Interferenza del buffer di 200 m del tratturo “PZ Regio tratturello Stornara - Montemilone” (nr 001 –PZ) con il cavidotto, nel comune di Montemilone;
- Buffer di 500 m dal corso d'acqua “Vallone Cormita”;
- Buffer di 500 m dal corso d'acqua “Vallone Occhiatello dei Briganti e della Castagna”;
- Interferenza diretta di: WTG, SET e cavidotto con l'area archeologica Ager Venusinus;
- Buffer di 5 km dall'ambito urbano di Gaudio, nel comune di Lavello;
- Buffer di 5 km dall'ambito urbano di Montemilone.

In riferimento alla l.r. 54/2015, che rappresenta il “*Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10.09.2010*”, ed alle interferenze con le categorie individuate dalla medesima legge si ribadisce che tali interferenze non costituiscono un motivo di preclusione a priori alla realizzazione dell'impianto eolico, ma piuttosto andrebbero sottoposte ad eventuali prescrizioni per il corretto inserimento nel territorio della proposta progettuale in esame.

Per maggiori dettagli sui vincoli paesaggistici e storico-architettonici, si rimanda al “Quadro di riferimento programmatico”.

Esito delle valutazioni e descrizione degli interventi di mitigazione in riferimento alle emissioni sonore, vibrazioni, gestione dei reflui e dei rifiuti ed emissioni in atmosfera: matrici sinottiche

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 “Carpiniello” (livello di potenza sonora L_{WA} pari a 106.0 dB) 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 ampiamente 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 “Valutazione previsionale 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 autosurgito, 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 7: Movimento materie opere civili

	CER	Scavo (m ³)	Riporto (m ³)	Terreno necessario per i ripristini (m ³)
		Viabilità e Piazzole		
Road T1	CER 17.05.04	1283	997	-286
Road T2	CER 17.05.04	287	177	-110
Road T3	CER 17.05.04	1217	1323	106
Road T4	CER 17.05.04	118	673	555
Road T5-T6	CER 17.05.04	2979	1361	-1618
Road T7	CER 17.05.04	1324	118	-1206
Road T8	CER 17.05.04	365	1377	1012
Road T9	CER 17.05.04	1356	3333	1977
Esubero terreno pali di fondazione (mc)	CER 17.05.07	1441		
Esubero terreno cavidotti (mc)	CER 17.05.04	8844		
Esubero terreno plinti di fondazione	CER 17.05.04	5400		
Esubero terreno provenite da demolizioni di conglomerato bituminoso per realizzazione cavidotti	CER 17.03.02	0		
Esubero cls proveniente dalle demolizioni delle piste cementate	CER 17.09.04	0		
Volume complessivo di terreno in esubero a fine lavori (mc)		16115		

Come è possibile evincere dalla tabella precedente e come accennato nei paragrafi precedenti 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 scavati per la realizzazione dei pali sommano a circa 543 mc.

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 scavato 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 scavato”) per circa 38605 m³ (cfr. “Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti” per maggiori informazioni).

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. Il volume di terreno in esubero complessivo a fine lavori è pari a ca. 16115 m³ considerando le opere civili e i terreni in esubero delle fondazioni e dei cavidotti.

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 caviddotti; 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 dall'ARPA di Basilicata più vicine all'area di intervento. I dati riportati nello Studio di impatto ambientale si riferiscono alle relazioni ambientali disponibili per il 2016, il 2017 e il 2018 (<http://www.arpab.it/pubblicazioni.asp>).

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, sono state calcolate le emissioni di polveri. In particolare, i dati evidenziano un abbattimento quasi dell'86% di quelle stimate in assenza di misure di mitigazione. In assenza di specifici fattori di emissione, si è ipotizzato che il PM₁₀ costituisca il 60% delle PTS e che il PM_{2.5} sia 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 inferiori a 415 g/h e non si ritiene necessaria alcuna attività. Si tratta in ogni caso di valori accettabili per il tipo di attività e considerando la temporaneità delle stesse.

L'impatto, pertanto, è classificabile come segue:

- Di bassa sensibilità, rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione riguardante gli aspetti sopra elencati è stata già valutata nei paragrafi specifici relativi alle matrici aria, acqua e rumore;
 - Il numero dei potenziali recettori è piuttosto basso e limitato alle poche abitazioni rurali presenti nelle vicinanze dell'area di impianto;
 - La vulnerabilità dei recettori nei confronti delle attività di cantiere è bassa in un contesto, quale quello di riferimento, caratterizzato da rilevanti rischi di inquinamento da concimi chimici e fitofarmaci oltre che dall'eccessivo sfruttamento delle risorse idriche a fini agricoli;
- Di bassa magnitudine perché, nella remota eventualità che l'impatto si verifichi:
 - Si prevede che possa essere di modesta intensità, poiché gli impatti relativi alle tre matrici sopra citate sono già stati valutati come bassi;
 - Di estensione limitata alle aree di cantiere o alle loro immediate vicinanze;
 - Potenzialmente riscontrabile entro un periodo limitato di tempo, coincidente con la durata delle attività di cantiere.

Non sono previste misure di mitigazione specifiche, oltre quelle adottate per le singole componenti ambientali. Per il personale impiegato nei lavori, inoltre, si prevede l'utilizzo dei dispositivi di sicurezza e l'adozione delle modalità operative per ridurre al minimo i rischi di incidenti, in conformità alle vigenti norme di settore.

Impatto **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 8: Emissioni per veicolo pesante >32t – copert 3 (Banca dati dei fattori di emissione medi per il parco circolante in Italia – A.P.A.T.)

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

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

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

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

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

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

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

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

- Di bassa sensitività, 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. Vi è un generico richiamo all’utilizzo di mezzi in regola con le vigenti direttive comunitarie e/o che siano dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni di particolato. Con la Deliberazione di Giunta Regionale n. 326 del 29 maggio 2019 è stato adottato il "Progetto di zonizzazione e classificazione del territorio (D.lvo 13 agosto 2010, n. 155)", attuazione della Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell’aria Ambiente e per un’aria più pulita in Europa. Il processo di zonizzazione ha seguito i criteri dettati dall’attuale norma prendendo in esame le caratteristiche ritenute predominanti nell’individuazione delle zone omogenee: carico emissivo, grado di urbanizzazione del territorio, caratteristiche orografiche e caratteristiche meteorologiche. I Comuni sono stati raggruppati in funzione del superamento o meno del valore limite, per uno o più degli inquinanti analizzati, in una zona di risanamento o di mantenimento; per ognuna delle due zone la Regione avrebbe dovuto predisporre un piano o programma di risanamento/mantenimento al fine di contenere i livelli degli inquinanti al di sotto dei valori limite. La Basilicata risulta tra i comuni in cui non risultano superamenti;

- Sempre con riferimento alla produzione di inquinanti da traffico veicolare, consideriamo media/moderata la vulnerabilità ai cambiamenti dei recettori o delle risorse anche se essendo un impatto temporaneo si ha completa reversibilità. Peraltro, essendo in già inseriti in un contesto, quello rurale, interessato da quelle legate alle lavorazioni agricole ed al transito dei mezzi agricoli, le emissioni di polveri derivanti dalle lavorazioni meccaniche dei terreni sono 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 in ogni caso coerenti con le vigenti norme, in virtù dell'utilizzo di mezzi in regola con le vigenti direttive comunitarie;
 - confinate nell'area di cantiere o nelle loro immediate vicinanze;
 - di carattere temporaneo e legate strettamente alla fase di cantiere.

L'attenta manutenzione e le periodiche revisioni contribuiscono inoltre a garantire un buon livello di funzionamento e, di conseguenza, il rispetto degli standard attesi. Si fa presente, inoltre, che per tutti i mezzi di trasporto vige l'obbligo, durante le fasi di carico e scarico, di spegnere il motore e di circolare entro l'area di cantiere con velocità ridotte.

Data la durata temporalmente limitata dei lavori legati alle attività di cantiere e dato che le emissioni non si verificheranno per tutti i giorni della settimana e saranno limitate nel tempo, si ritiene che l'impatto associato sia da considerarsi complessivamente **BASSO**.

L'attenta manutenzione e le periodiche revisioni contribuiscono inoltre a garantire un buon livello di funzionamento e, di conseguenza, il rispetto degli standard attesi. Si fa presente, inoltre, che per tutti i mezzi di trasporto vige l'obbligo, durante le fasi di carico e scarico, di spegnere il motore e di circolare entro l'area di cantiere con velocità ridotte.

Data la durata temporalmente limitata dei lavori legati alle attività di cantiere e dato che le emissioni non si verificheranno per tutti i giorni della settimana e saranno limitate nel tempo, si ritiene che l'impatto associato sia da considerarsi 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 (2019), 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 2017 e 2018 (per quest'ultimo anno i dati sono provvisori) è stato rispettivamente pari a 296,5 e 284,5 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 2018) in media. Quindi, l'impatto è pertanto positivo.



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 provvisoriale. 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:

- a) relazione generale;
- b) relazioni specialistiche;
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- d) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- e) piani di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- f) piani di sicurezza e di coordinamento;
- g) computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- h) cronoprogramma;
- i) elenco dei prezzi unitari ed eventuali analisi;
- l) quadro dell'incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l'opera o il lavoro;
- m) 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:

a) dagli elaborati che sviluppano nelle scale ammesse o prescritte, tutti gli elaborati grafici del progetto definitivo;

b) 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.

c) dagli elaborati di tutti i particolari costruttivi;

d) dagli elaborati atti ad illustrare le modalità esecutive di dettaglio;

e) 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;

f) dagli elaborati di tutti i lavori da eseguire per soddisfare le esigenze di cui all'articolo 15, comma 7;

g) 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:

a) 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:

1) 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;

2) 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;

3) per le strutture murarie: tutti gli elementi tipologici e dimensionali atti a consentirne l'esecuzione.

b) la relazione di calcolo contenente:

1) l'indicazione delle norme di riferimento;

2) la specifica della qualità e delle caratteristiche meccaniche dei materiali e delle modalità di esecuzione qualora necessarie;

3) l'analisi dei carichi per i quali le strutture sono state dimensionate;

4) 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:

- a) 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;
- b) l'elencazione descrittiva particolareggiata delle parti di ogni impianto con le relative relazioni di calcolo;
- c) 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 esuberi 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 6905 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;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

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 4 m circa si estenderanno per una lunghezza complessiva di circa 6095 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, verranno 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.

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 riportoverranno allontanati dal cantiere come rifiuti (ai sensi della normativa di settore) dall'area di cantiere ed in particolari verranno destinati ad impianti di recupero.

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 Manfredonia;
- raggiungere la SS 89 "Garganica" e percorrerla fino allo svincolo per la SS 673 "Tangenziale di Foggia";
- prendere la SS 16 "Adriatica", poi la SS 655 fino all'uscita di Montemilone-Venosa Sud e imboccare infine la SP 18 Ofantina.

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

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. I viaggi previsti per il trasporto dei principali componenti dell'aerogeneratore sono indicati nella tabella seguente.

Tabella 9: viaggi previsti per il trasporto dell'aerogeneratore

Quantità	Descrizione del trasporto Siemens Gamesa SG 6.2 MW -HH 115
1	Trasporto navicella
3	Trasporto singola pala
5	Trasporto tronchi torre
1	Trasporto drive train
1	Trasporto mozzo (Hub)

Montaggio delle apparecchiature

La navicella nel progetto in esame non sarà 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 sarà, invece, costituita da 5 tronchi che verranno innestati con sistema telescopico nella fase di erezione. Le pale verranno unite in quota alla navicella. Per erigere ciascuna torre, navicella e rotore sarà 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.

Il montaggio del singolo aerogeneratore richiederà 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'obbiettivo 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 operatori 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 manutenzione. Tra le voci di costo, in fase iniziale, si prevede anche la fase di smontaggio degli aerogeneratori anche se, molto spesso, quand'anche la vita delle macchine sia di 30 anni, quelle esistenti potranno essere sottoposte a repowering, cioè sostituite con aerogeneratori tecnologicamente più moderni ed efficaci, magari di maggiore potenza allo scopo di ridurre il numero.

Costi dell'investimento iniziale

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

Nel suo complesso l'investimento può essere così suddiviso:

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

Come si evince da quanto sopra riportato, la spesa maggiore dell'intero investimento consiste nell'acquisizione degli aerogeneratori; per quanto concerne, invece, la realizzazione delle opere accessorie, delle infrastrutture e della connessione alla rete, queste dipendono

essenzialmente dalla complessità del sito ed in particolare: accessibilità con i mezzi pesanti, morfologia e natura del suolo, distanza del punto di connessione dalla rete elettrica, ecc...

Ad oggi, si può stimare che, mediamente, il costo "chiavi in mano" di un impianto eolico sia dell'ordine di 700.000 /750.000 €/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: 6.2 MW
- diametro massimo rotore: 115 m
- altezza complessiva massima al tip (punta): 200 m

Opere accessorie ed infrastrutture

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

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

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

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

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

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale

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 di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202100253), prevede che il futuro impianto eolico sia collegato in antenna a 150 kV sulla futura SE 380/150 kV prevista nel territorio comunale di Montemilone (Pz). LA connessione come descritto nei paragrafi precedenti è prevista in uno stallo condiviso con altri produttori.

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.

QUADRO ECONOMICO GENERALE (VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA PRIVATA)				
	Descrizione	Importi (€)	iva (%)	TOTALE iva compresa (€)
A)	Costo dei lavori			
A.1	Lavori previsti	€ 34 384 949,25	10%	€ 37 823 444,18
A.2	Oneri di sicurezza	€ 114 360,84	10%	€ 125 796,92
A.3	Opere di mitigazione	€ 75 600,00	10%	€ 83 160,00
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 134 642,00	10%	€ 148 106,20
A.5	Opere connesse	€ 4 270 645,70	10%	€ 4 697 710,27
	Totale A	€ 38 980 197,79		€ 42 878 217,57
B)	Spese Generali			
B.1)	Spese tecniche	€ 85 000,00	22%	€ 103 700,00
B.2)	Spese di consulenza e supporto tecnico	€ 100 000,00	22%	€ 122 000,00
B.3)	Collaudi	€ 10 000,00	22%	€ 12 200,00



B.4)	Rilievi accertamenti ed indagini	€ 10 000,00	22%	€ 12 200,00
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche (4% su B.1 e B.3)	€ 3 800,00	22%	€ 4 636,00
B.6)	Imprevisti	€ 50 000,00	22%	€ 61 000,00
B.7)	Spese varie	€ 30 000,00	22%	€ 36 600,00
	Totale B	€ 288 800,00		€ 352 336,00
C)	Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero	€ 50 000,00		€ 50 000,00
	"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A+B+C)	€ 39 318 997,79		€ 43 280 553,57



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

Il soggetto proponente dell'iniziativa è il gruppo Renexia, società che opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nata nel 2011, come naturale evoluzione della divisione “Energie Rinnovabili” della Toto S.p.A., Renexia è una Società per Azioni che si occupa dello sviluppo, della progettazione, della costruzione e della gestione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

La società è focalizzata nello sviluppo di nuove iniziative nel campo della green economy e, attraverso la sua controllata Renexia Services, nella costruzione, di impianti di grandi dimensioni, facendo del business delle rinnovabili una attività di punta del Gruppo.

La strategia di diversificazione geografica consente di cogliere le migliori opportunità a livello globale, e con la gestione diretta degli asset persegue l'obiettivo strategico di creare valore per il Gruppo e per i suoi azionisti.

Infine, negli anni, la stessa Renexia Services ha maturato significative esperienze nella realizzazione di Opere di Rete, rendendo definitivamente il Gruppo Renexia un operatore integrato in grado di coprire tutte le fasi relative ad un progetto per la produzione di energia pulita.

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.