

Autorizzazione Unica Regionale - art. 12 del dlgs. 387/2003



Progetto Definitivo

Parco Eolico Anzi

Titolo elaborato:

Sintesi Non Tecnica

DLB	GD	GD	EMISSIONE	09/08/24	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



ZERO EMISSIONI PRIME SRL

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

CONSULENZA



GECODOR SRL

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

PROGETTISTA

Ing. Gaetano D'Oronzio

Sommarario

1.PREMESSA	4
2.DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1.Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	7
2.2.Viabilità e piazzole	9
2.3.Descrizione opere elettriche	11
2.3.1.Aerogeneratori	11
2.3.2.Linee elettriche di collegamento MT	12
2.3.3.Raccordi a 150 KV	16
2.3.4.Stazione Elettrica Terna 150/36 kV	17
3.DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	17
3.1.Costruzione	17
3.1.1.Opere civili	18
3.1.2.Opere elettriche e di telecomunicazione	18
3.1.3.Installazione aerogeneratori	19
3.2.Esercizio e manutenzione	19
3.3.Dismissione dell'impianto	19
4.FINALITÀ DEL PROGETTO	20
4.1.Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	20
5.PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	21
6.INSERIMENTO SUL TERRITORIO	22
6.1.Criteri di progettazione strutture e impianti	23
7.SICUREZZA DELL'IMPIANTO	25
7.1.Effetti di shadow-flickering	25
7.2.Impatto acustico	26
7.3.Impatto elettromagnetico	27
7.4.Rottura accidentale di organi rotanti	27
8.INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	27
8.1.Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	27
8.2.Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	30
8.3.Classificazione sismica	32
8.4.Infrastrutture viarie presenti	34
8.5.Opere presenti interferenti	34

9.VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	35
9.1.Caratteristiche del paesaggio	41
10.VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	46
11.RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	50
12.INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	54
13.NORMATIVA DI RIFERIMENTO	54
14.PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	60
15.ANALISI DELLE ALTERNATIVE	62
15.1. <u>ALTERNATIVA "0"</u>	62
15.2.ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	65
15.3.ALTERNATIVE DIMENSIONALI	67
15.4.ALTERNATIVE PROGETTUALI	68
15.5.ALTERNATIVA PROGETTUALE 1	69
15.6.ALTERNATIVA PROGETTUALE 2	71
16.SINTESI DEI RISULTATI	73
17.CONCLUSIONI	74

1. PREMESSA

La **Zero Emissioni Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Basilicata, denominato “**Parco Eolico Anzi**”, nel territorio comunale di Anzi (PZ) e di Brindisi di Montagna (PZ), avente una potenza totale pari a 57,6 MW e punto di connessione nel Comune di Brindisi di Montagna (PZ) in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 150/36 kV di futura realizzazione nel Comune di Brindisi Montagna (PZ).

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

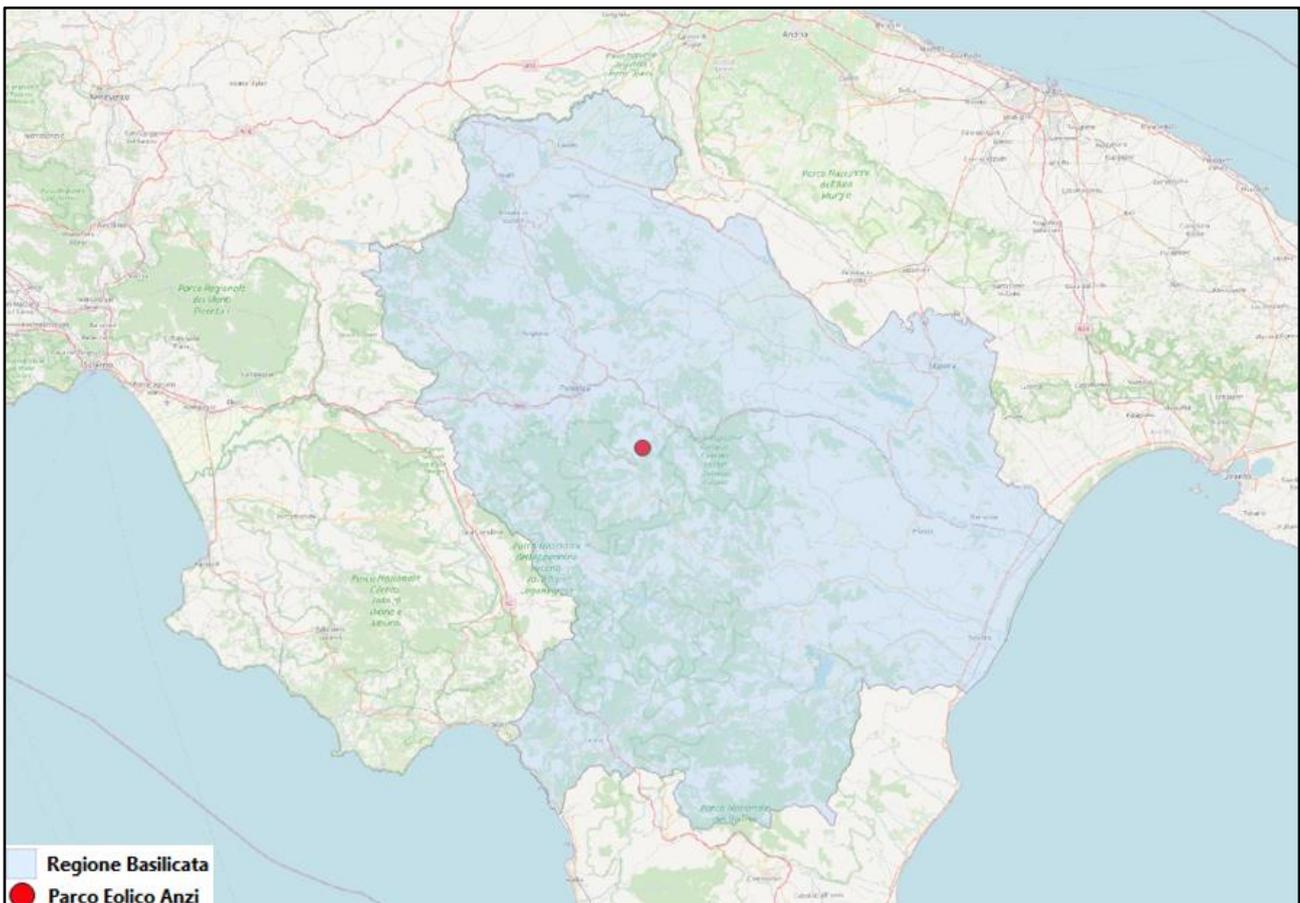


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Anzi

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza totale pari a 57,6 MW ed è costituito da 8 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza della torre pari a 125 m e rotore pari a 162 m.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante cavi interrati in Media Tensione a 36 kV che convogliano l'elettricità presso la Stazione Elettrica Terna (SE) 150/36 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Brindisi Montagna (di futura realizzazione) attraverso 3 cavi interrati a 36 kV. L'impianto interessa prevalentemente il Comuni di Anzi (PZ), dove ricadono 7 aerogeneratori, e Brindisi di Montagna (PZ), dove ricade 1 aerogeneratore e la SE della RTN Terna 150/36 kV (**Figura 2.1**).

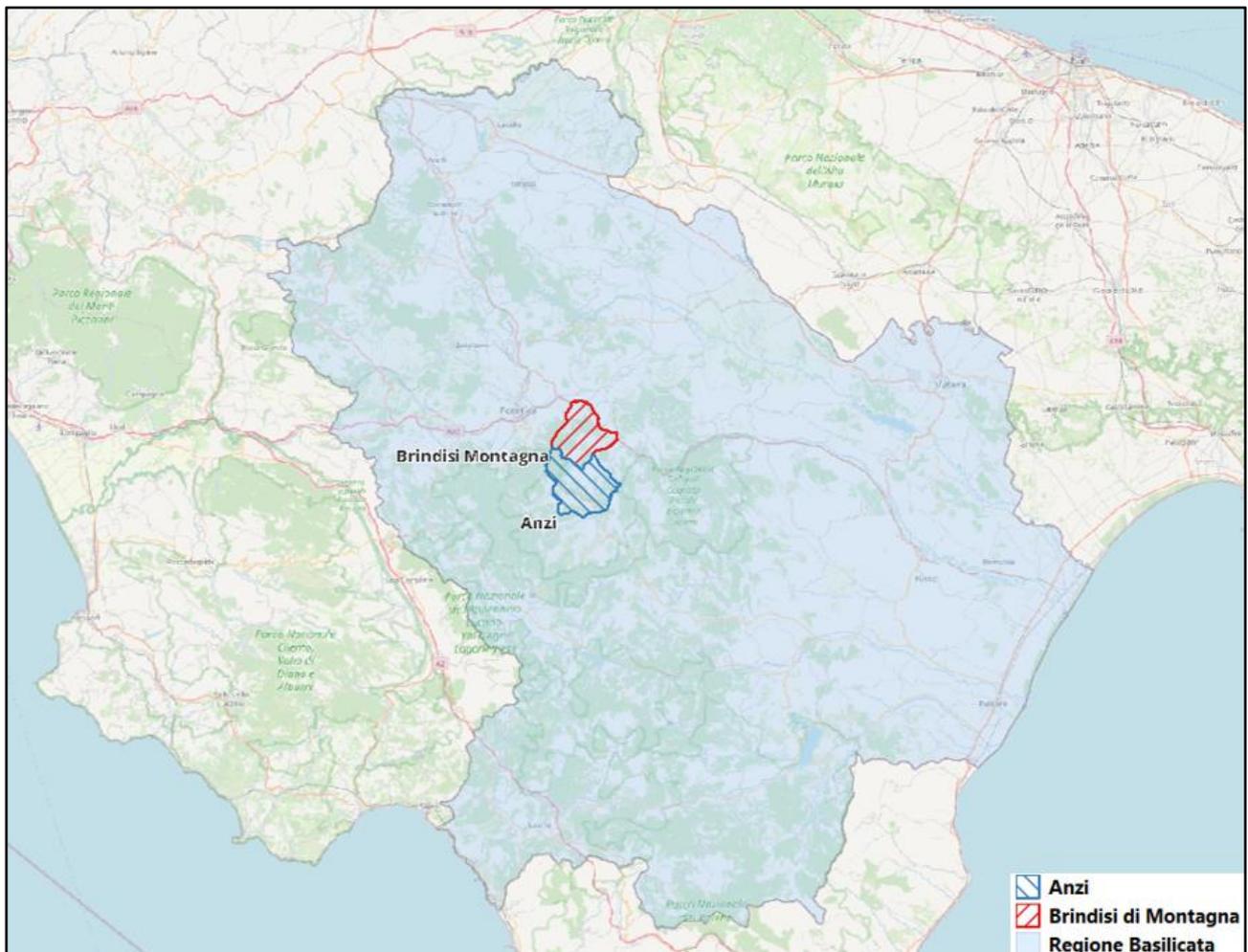


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

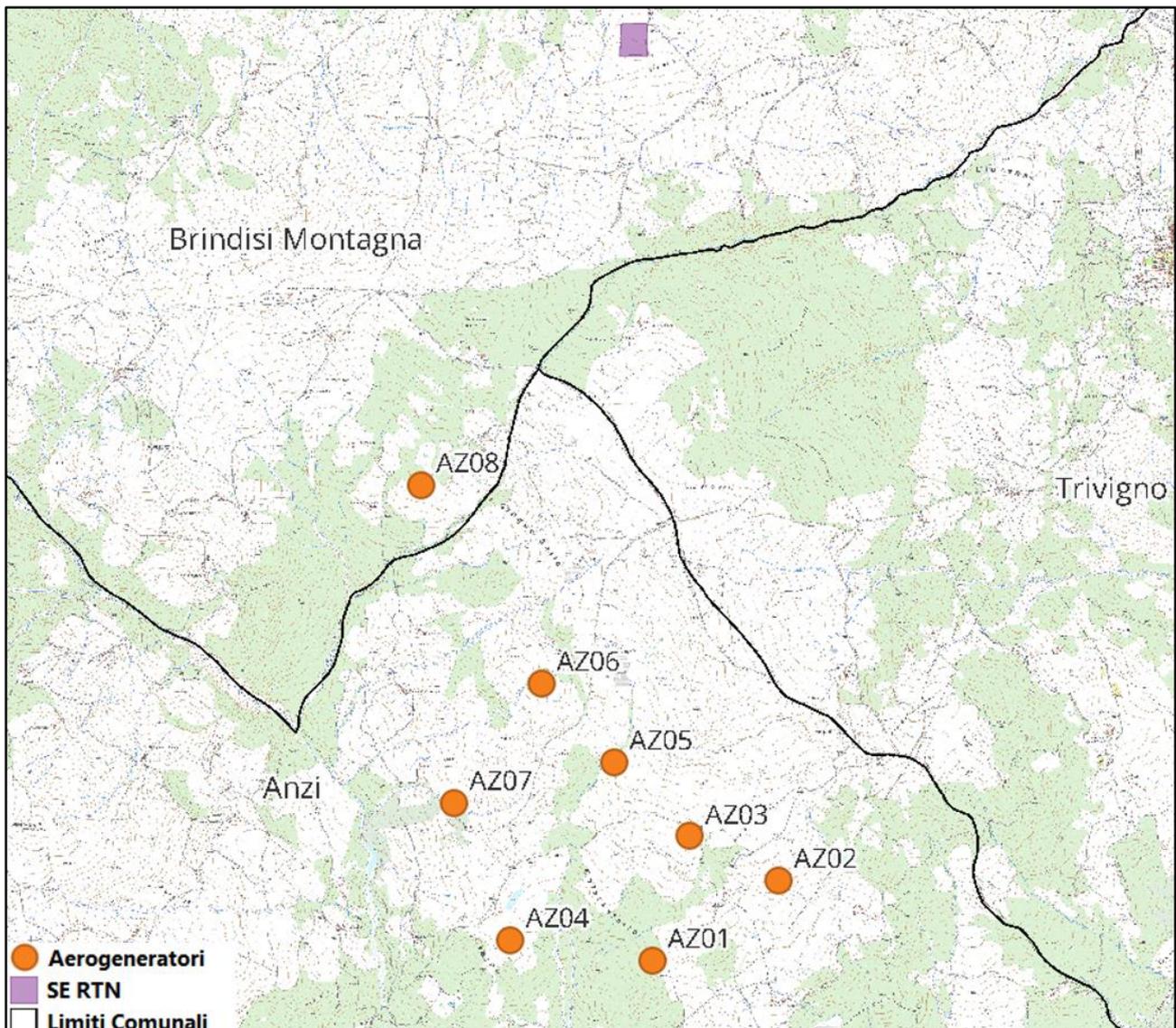


Figura 2.2: Layout d'impianto su CTR

Il sistema di linee elettriche interrate in Media Tensione a 36 kV è allocato in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell'impianto, realizzata adeguando il sistema viario esistente, ove possibile, e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

La Stazione Elettrica 150 kV della RTN è posizionata a Nord rispetto agli aerogeneratori.

Per la connessione alla RTN, la società Zero Emissioni Prime s.r.l. è titolare della Soluzione Tecnica Minima Generale STMG - Codice Pratica (CP) del preventivo di connessione 202403457 e il progetto prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN nel Comune di Brindisi di Montagna.

La consegna in sito dei componenti degli aerogeneratori avverrà mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionali, tra cui anche il blade lifter, al fine di ridurre gli impatti sui movimenti terra e il percorso ipotizzato prevede di partire dal Porto di Taranto (Figura 2.3)

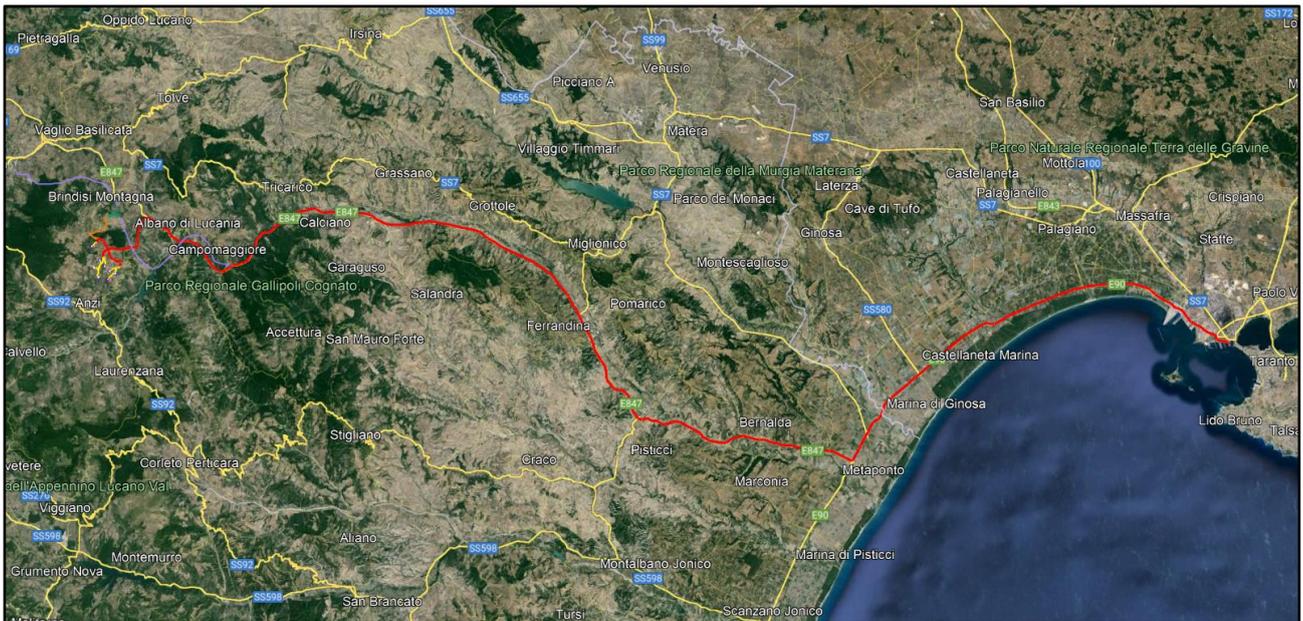


Figura 2.3: Percorso per accesso all'area Impianto Eolico Anzi (linea rossa)

Per maggiori dettagli si fa riferimento all'elaborato "ANEG017 Relazione viabilità di accesso al cantiere (road survey)".

2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Il progetto prevede l'installazione di un aerogeneratore modello Vestas V 162 di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza torre all'hub pari a 125 m e diametro del rotore pari a 162 m (**Figura 2.1.1**).

Oltre ai componenti sopra elencati, un sistema di controllo esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale e il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore, a passo variabile, è in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro ed è posto sopravvento al sostegno con mozzo rigido in acciaio.

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

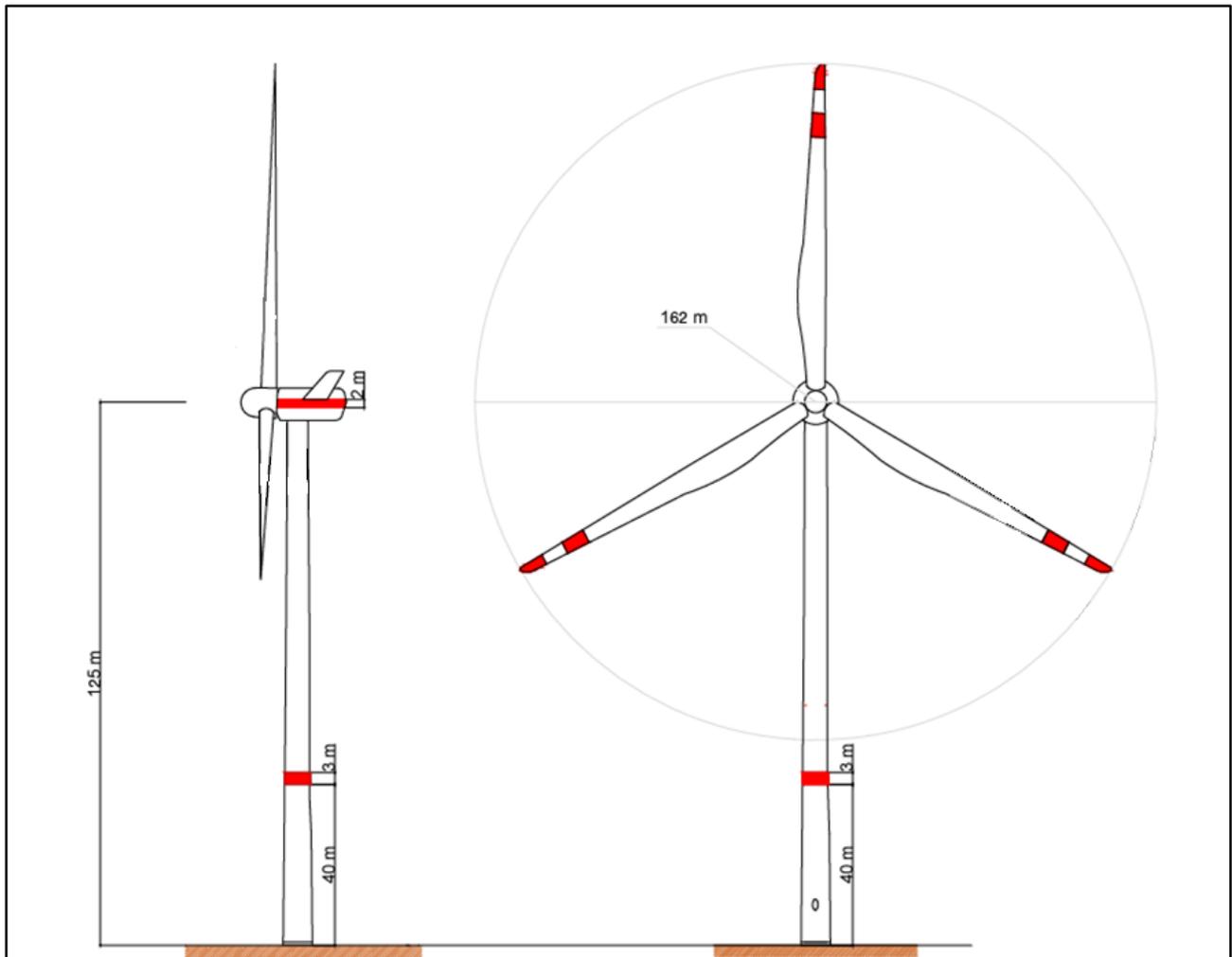


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore V162 – 7,2 MWp – HH = 125 m – D = 162

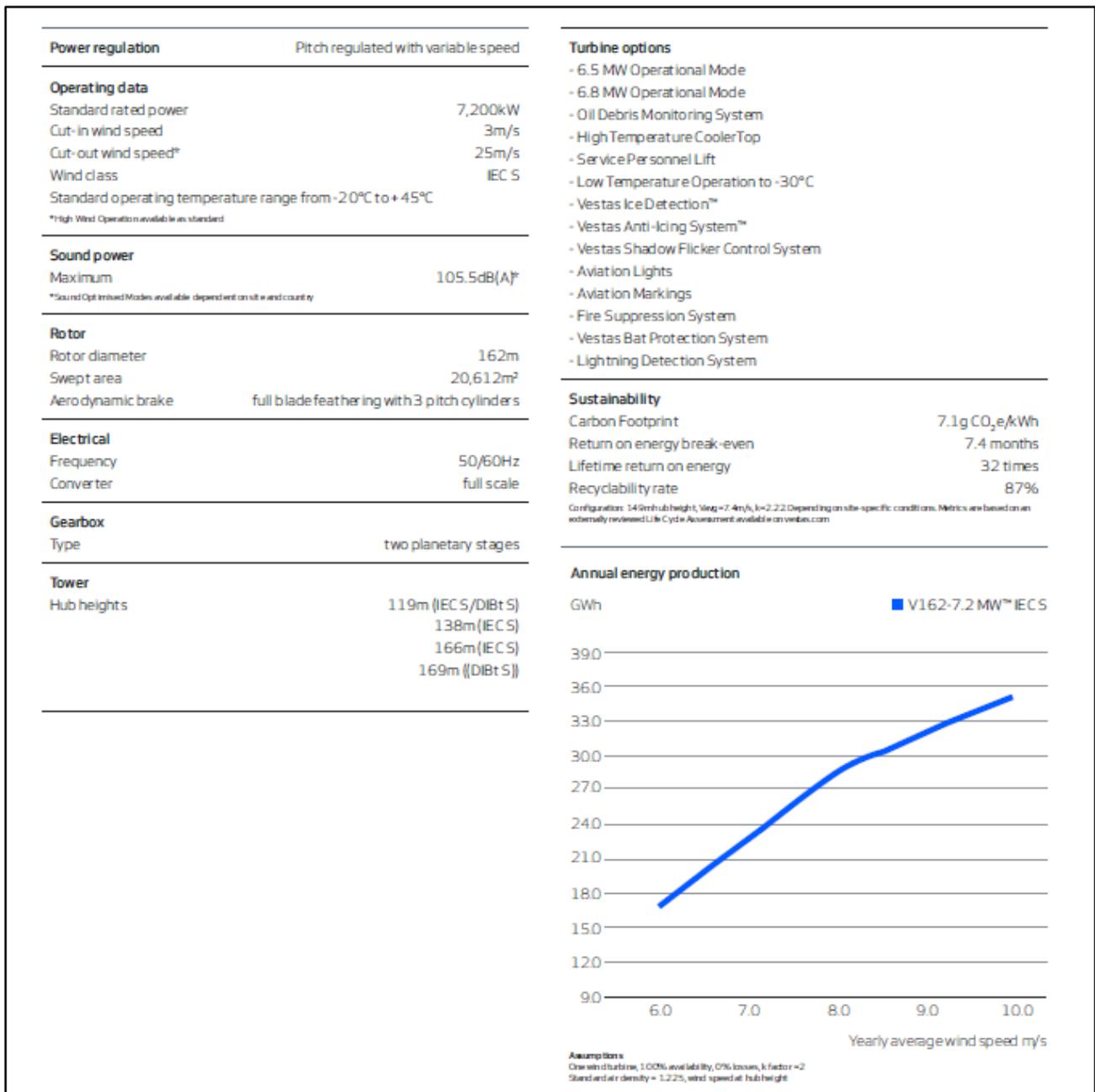


Tabella 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore di progetto

2.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale e interpoderali che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nei casi in cui tale approccio non è stato perseguibile sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 2.2.1** è riportata una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e per quelli di nuova realizzazione.

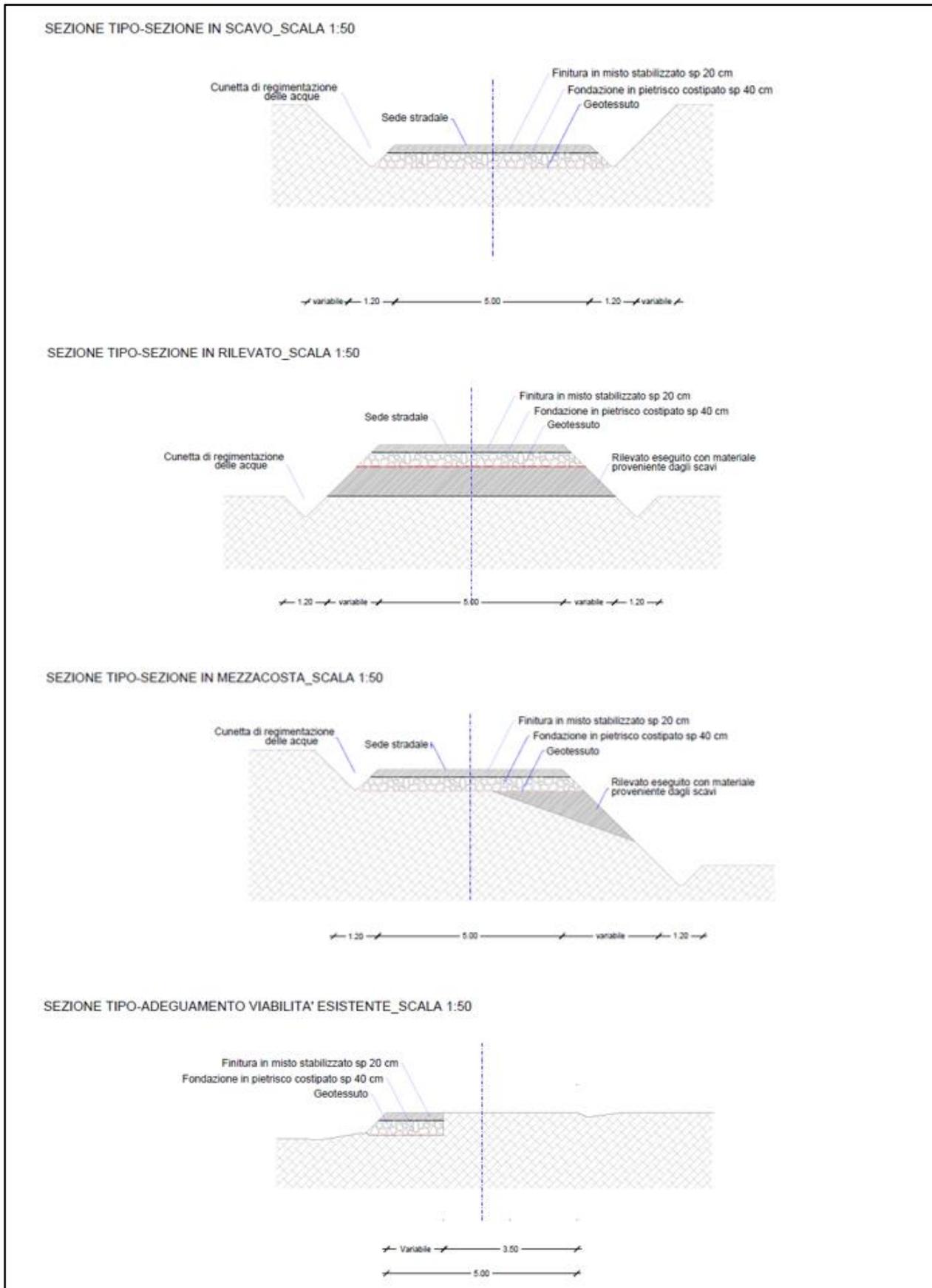


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di ripristino parziale, necessaria alla fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

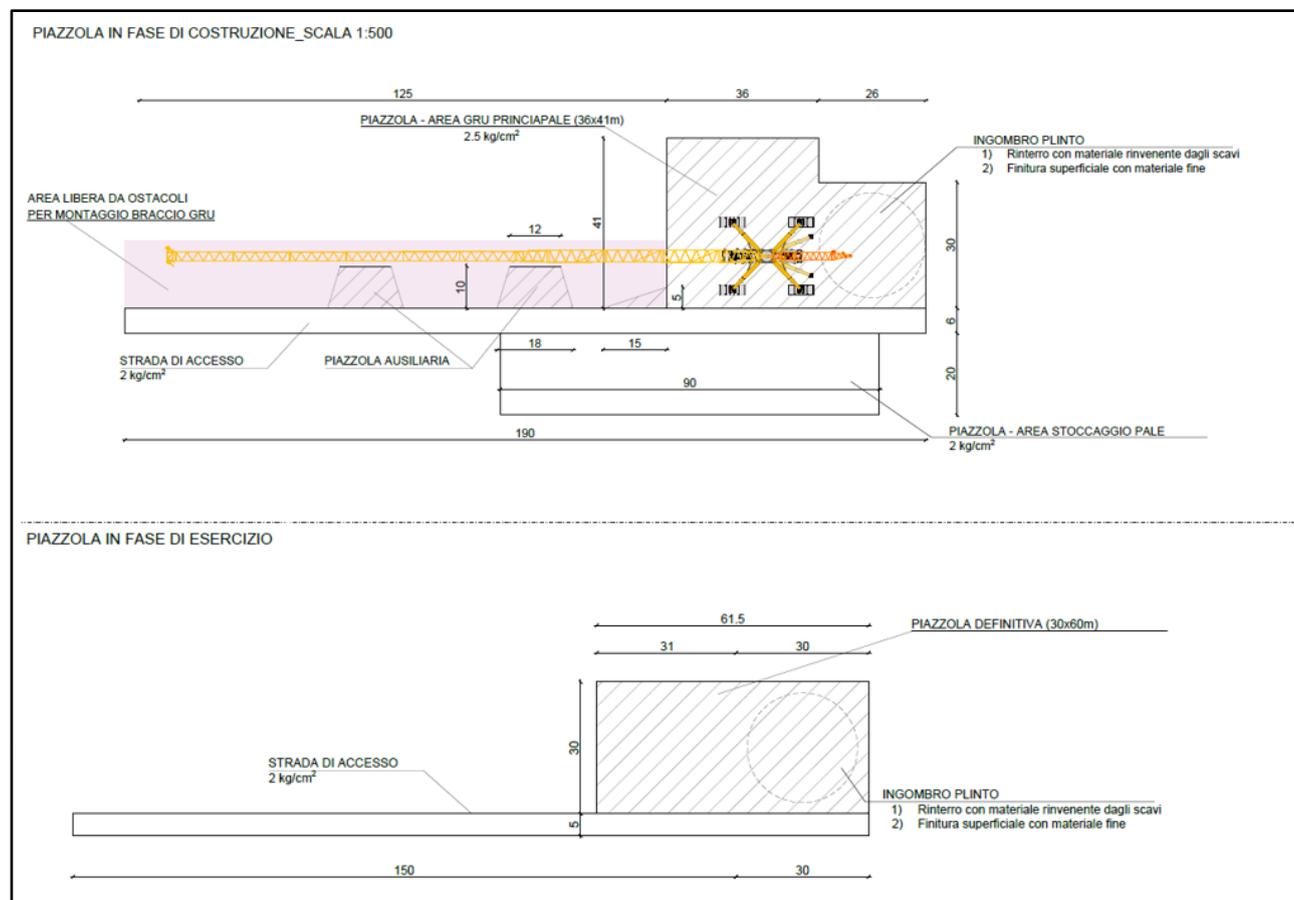


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

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

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro e a loro volta si connettono alla Stazione Elettrica Utente tramite cavidotti interrati a 36 kV.

Ogni turbina eolica è dotata del sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (SCADA) del parco eolico che consente di valutare da remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della relativa gestione.

All'interno della torre sono installati:

- l'arrivo cavo BT dal generatore eolico al trasformatore;

- il trasformatore 36 kV/BT;
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 36 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

2.3.2. Linee elettriche di collegamento MT

Il Parco Eolico Anzi è caratterizzato da una potenza complessiva di 57,6 MW, ottenuta da 8 aerogeneratori di potenza pari a 7,2 MW ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante terne di cavi interrati a 36 kV in modo formare 3 sottocampi o circuiti di 2 o 3 turbine eoliche, cui è associato un colore diverso per chiarezza di rappresentazione.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	AZ01-AZ02-AZ03	21,6
CIRCUITO B	AZ04-AZ07-AZ06	21,6
CIRCUITO C	AZ05-AZ08	14,4

Tabella 2.3.2.1: Suddivisione in circuiti dell'impianto e potenza associata

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze delle terne di cavi di ogni linea elettrica e nel quale gli aerogeneratori sono collegati tra loro secondo lo schema in fine linea e in entra – esci, è riportato nella **Figura 2.3.2.1** (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ANOE071 Schema a blocchi impianto").

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in entra – esci ed ognuno dei 3 circuiti è collegato alla SE RTN 150/36 kV.

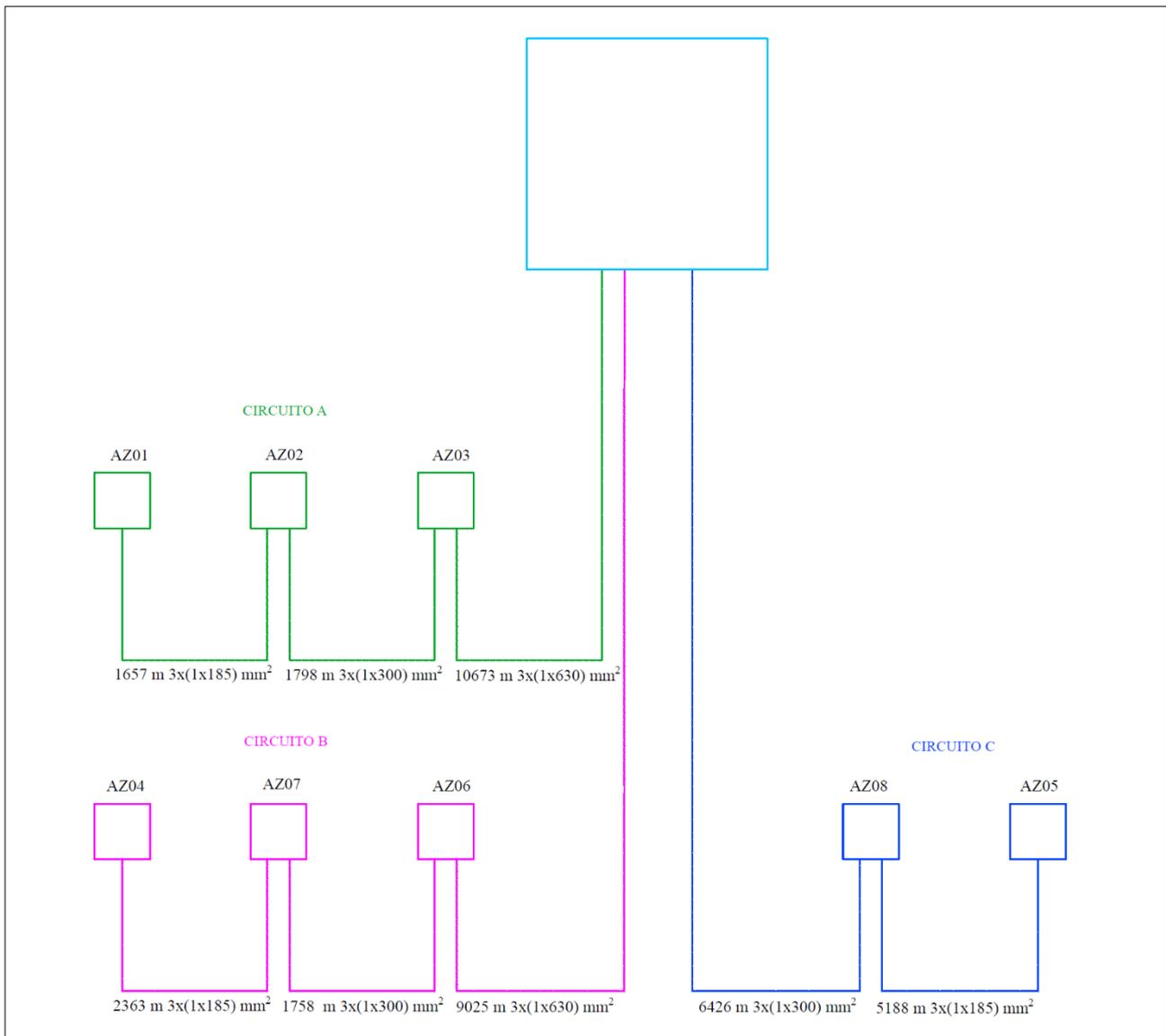


Figura 2.3.2.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Anzi

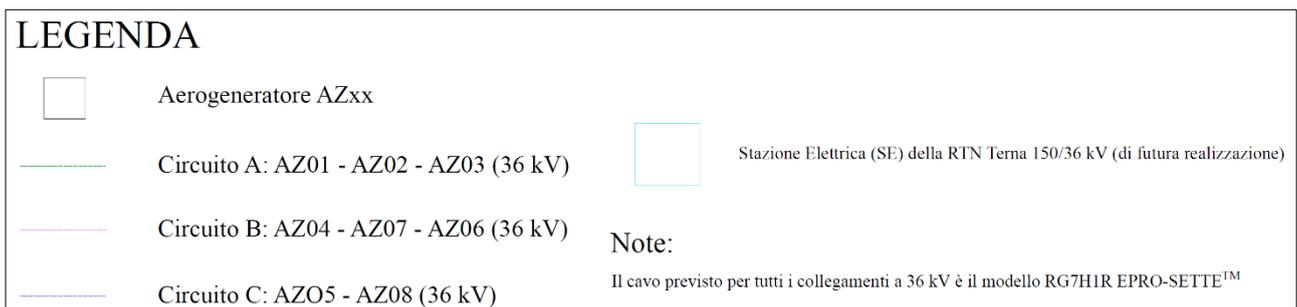


Figura 2.3.2.2: Legenda della **Figura 2.3.2.1**

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte a 36 kV è il tipo RG7H1R EPRO-*SETTE*™ unipolare 26/45 kV (o similari), a norma IEC 60840, del primario costruttore Prysmian.

L'anima del cavo è costituita da un conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, il semiconduttivo interno è costituito da materiale elastomerico estruso, l'isolante in miscela di gomma ad alto modulo G7, il semiconduttivo esterno da materiale elastomerico estruso pelabile a freddo.

La schermatura è realizzata mediante filo di rame rosso e la guaina è in PVC di colore rosso.

Per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, a trifoglio, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1,6 m dal piano del suolo su un sottofondo di sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,30 m.

Una lastra protettiva, installata nella parte soprastante, assicura la protezione meccanica del cavo, mentre un nastro monitor ne segnala la presenza.

Inoltre, nel caso di eventuali interferenze e particolari attraversamenti, in accordo con la Norma CEI 11 – 17, tale modalità di posa potrà essere modificata, anche in base ai regolamenti riguardanti le opere interferite, in modo da garantire un'adeguata protezione del cavo rispetto alle condizioni di posa normali.

I fattori di progetto presi in considerazione per l'installazione dei cavi sono i seguenti:

- temperatura massima del conduttore pari a 90°C;
- temperatura aria ambiente di 30 °C;
- temperatura del terreno di 20°C;
- resistività termica del terreno pari a 1,5 K m/W;
- tensione nominale pari a 36 kV;
- frequenza pari a 50 Hz;
- profondità di posa di 1,60 m dal piano del suolo.

Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nell'elaborato di progetto "ANOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto a 36 kV", nel quale le misure sono espresse in mm.

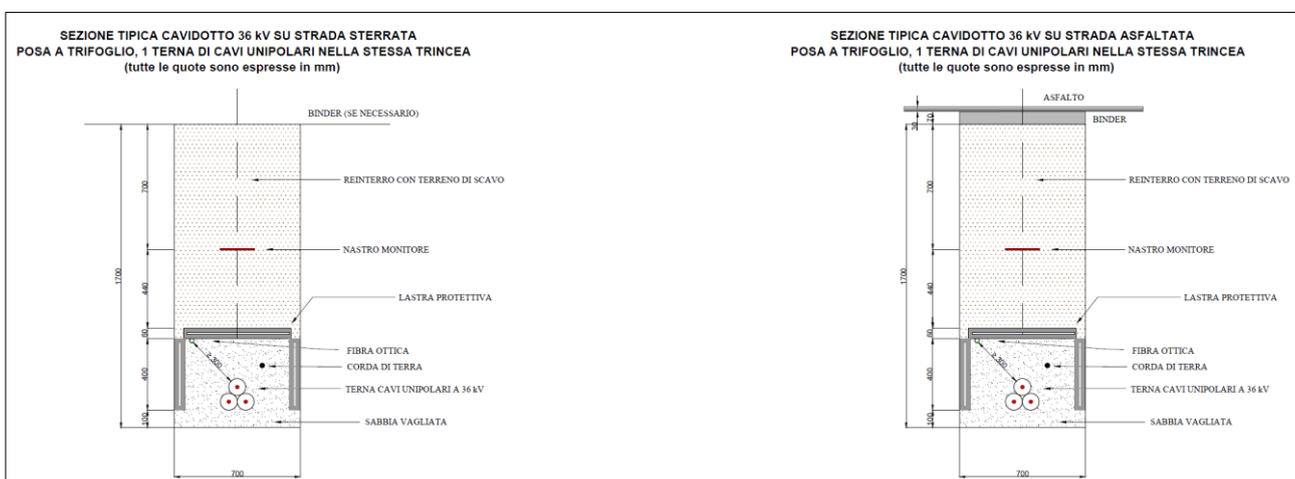


Figura 2.3.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

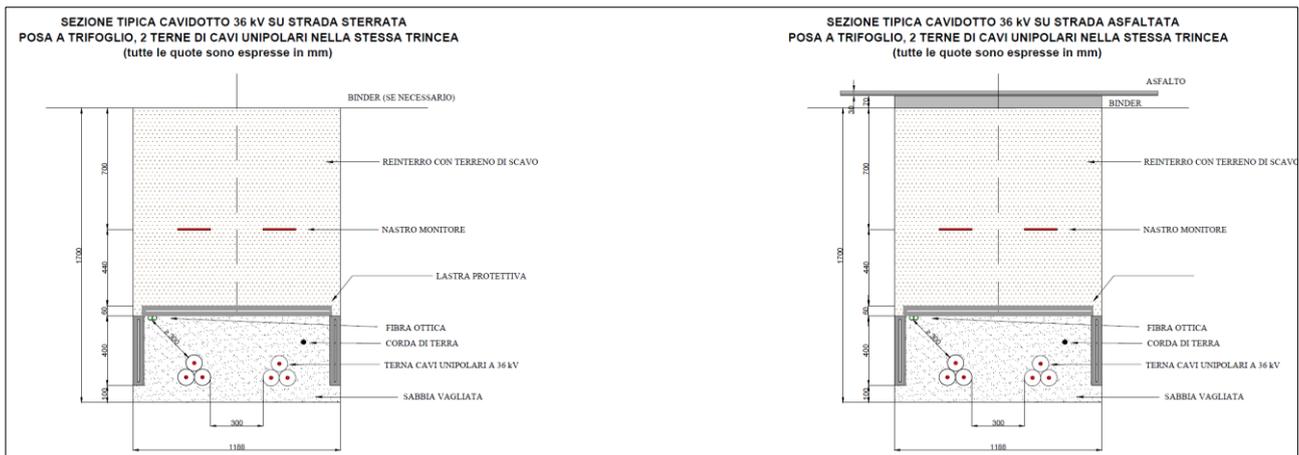


Figura 2.3.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

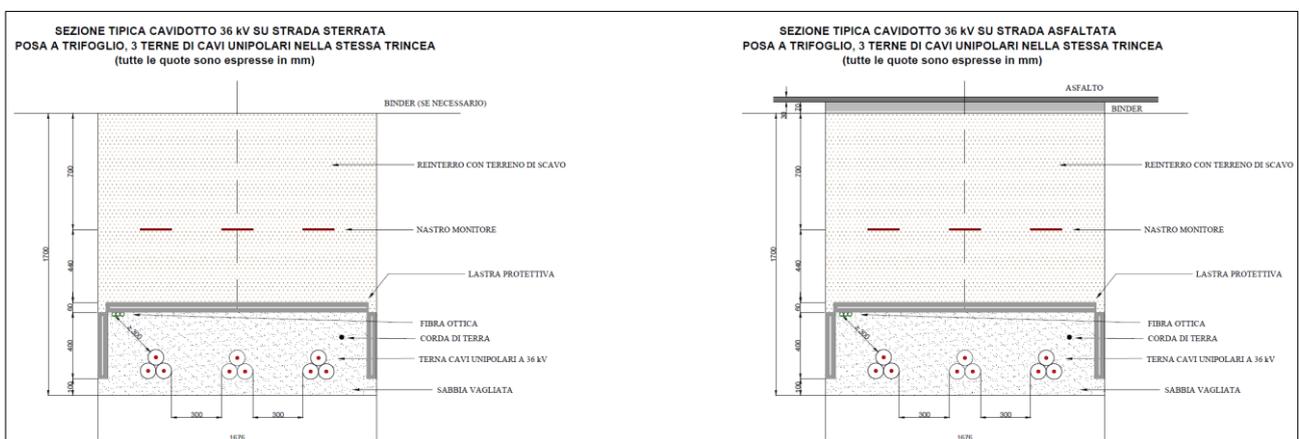


Figura 2.3.2.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

I cavi sono opportunamente segnalati grazie ai picchetti segnalatori, posizionati a distanze non superiori a 50 m sui tratti rettilinei e in corrispondenza di punti di cambio direzione del percorso e dei giunti.

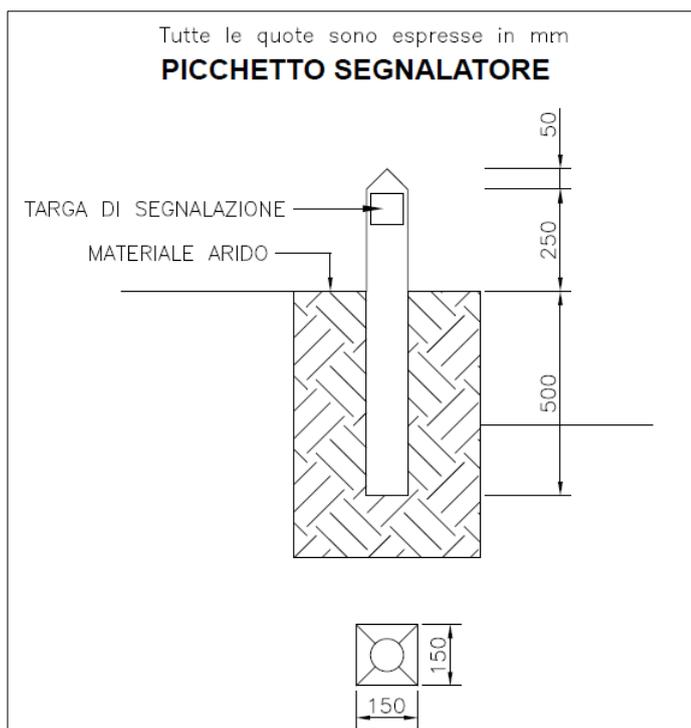


Figura 2.3.2.6: Sezione tipica del picchetto segnalatore

Come si evince dalle figure precedenti, oltre alle terne di cavi presenti in trincea, è previsto un collegamento in **fibra ottica**, da adoperare per controllare e monitorare gli aerogeneratori.

Al fine di realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto si adopera un cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione, corredato degli accessori necessari per la relativa giunzione e attestazione, essendo lo stesso adatto alla condizione di posa interrata e tale da assicurare un'attenuazione accettabile di segnale.

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori.

Il Parco Eolico è dotato di un **sistema di terra**.

In particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato nella figura seguente (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto " ANOE080 Schema rete di terra WTG").

2.3.3. Raccordi a 150 KV

La nuova Stazione Elettrica della RTN Terna 150/36 kV è collegata alla linea aerea esistente a 150 kV "Potenza Est – Salandra" tramite i raccordi entra – esci a 150 kV.

Il tracciato dei raccordi è stato individuato prendendo in esame una serie di possibili soluzioni e optando per quella più funzionale da un punto di vista tecnico e meno impattante da un punto di vista ambientale, nel rispetto della legislazione nazionale e regionale.

In particolare, il tracciato scelto per i collegamenti in entra – esce ha una lunghezza contenuta, è tale da assicurare la continuità di servizio e la sicurezza dello stesso, permette il regolare esercizio della rete e ne assicura la corretta manutenzione.

Inoltre, esso si estende lungo un percorso che tende a minimizzare le interferenze con aree di notevole pregio paesaggistico, naturalistico e archeologico e a provocare il minor sacrificio possibile di proprietà circostanti.

I 2 raccordi interessano il Comune di Brindisi di Montagna in Provincia di Potenza.

Il raccordo Nord ha una lunghezza di circa 1460,6 m, il raccordo Sud ha una lunghezza di circa 1432,6 m.

2.3.4. Stazione Elettrica Terna 150/36 kV

L'ubicazione della Stazione Elettrica di trasformazione 150/36 kV è prevista nel Comune di Brindisi di Montagna, in Provincia di Potenza, come rappresentato negli elaborati di progetto "ANOE085 Planimetria Stazione Elettrica RTN su CTR" e "ANOE086 Planimetria Stazione Elettrica RTN su ortofoto".

La nuova Stazione Elettrica 150/36 kV interessa un'area interamente recintata, alla quale è possibile accedere sia da un cancello carrabile scorrevole avente 7 m di larghezza, e sia da un cancello pedonale e circondata da una viabilità perimetrale esterna di larghezza pari a 4 m.

L'area di pertinenza della stazione, di dimensioni di circa 197 m x 163 m (escludendo la porzione di territorio necessario per lo spianamento), è posta nelle vicinanze (poco più di 1 km) dell'elettrodotto a 150 kV esistente "Potenza Est -Salandra".

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "ANOE094 Stazione Elettrica della RTN Terna 150/36 kV - planimetria elettromeccanica".

3. DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

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

Il progetto prevede tre fasi:

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

3.1. Costruzione

Le opere di costruzioni riguardano le seguenti tipologie:

- opere civili;

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

3.1.1. Opere civili

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

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori avranno una dimensione pari a circa 11.000 mq come riportato nell'elaborato di progetto "ANOC047 Pianta e sezione tipo piazzola (cantiere e esercizio)".

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

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

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

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

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

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione di forma tronco-conica di diametro alla base di 24.50 m su n. 10 pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 20 m.

3.1.2. Opere elettriche e di telecomunicazione

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

- opere di collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra questi ultimi e la Stazione Elettrica Terna SE 150/36 kV di futura realizzazione;
 - opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
-

- fibra ottica di collegamento associata ai vari collegamenti elettrici.

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

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

3.1.3. Installazione aerogeneratori

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

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

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

3.2. Esercizio e manutenzione

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

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

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, verranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 33 kV posto a base della torre.

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

3.3. Dismissione dell'impianto

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

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

necessari a realizzare gli impianti di produzione.

Esaurita la vita utile dell'impianto è possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nell'elaborato di progetto "ANEG006 Piano di dismissione".

4. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;
- La riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- Utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- Miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto;
- Miglioramento della viabilità locale, grazie agli interventi di adeguamento previsti.

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto che, grazie alla propria particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio, gas o combustibili fossili) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

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

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

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

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

Sulla scorta di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto (115.830.000 kWh/anno), assumendo una perdita di energia dovuta a vari fattori pari al 10 % circa, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	57.600,00	ENERGIA PRODOTTA IMMESSA IN RETE [kWh/anno]	104.250.000,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	51.708,00
Emissioni SO ₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	96,95
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	60,47
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	2,57
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh/anno]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	57.916,67

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

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

Quindi, essendo l'energia immessa in rete, stimata per l'impianto in progetto, pari a circa **104 GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 58.000 famiglie.

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

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

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

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

5. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

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

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e

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

6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, delle Linee Guida Regionali e del P.I.E.A.R. della Regione Basilicata, per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

In particolare, il PIEAR al punto 1.2.1.4 prescrive il rispetto delle seguenti distanze di sicurezza che sono state osservate nella definizione del progetto:

- a) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica e tale da garantire l'assenza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità delle abitazioni, e comunque non inferiore a 1000 metri;
- a-bis) Distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse), di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri;
- b) Distanza minima da edifici subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;
- c) Distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura

accidentale degli organi rotanti, in ogni caso tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;

d) Distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;

d-bis) 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;

e) È inoltre necessario nella progettazione, con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché al DM 14 gennaio 2008 ed alla Circolare Esplicativa del Ministero delle Infrastrutture n.617 del 02/02/2009 e, con riferimento al rischio idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino;

f) Distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazioni astronomiche e di rilevazioni di dati spaziali, da verificare con specifico studio da allegare al progetto.

In merito al "**Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137**", a tutela dei beni culturali e paesaggistici, tutti gli aerogeneratori sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi degli artt. 136 e 142 del D.Lgs. n.42/04 e dalle relative fasce di tutela, come la gran parte delle opere dell'impianto. Solo tratti di cavidotto e di viabilità di progetto interferiscono con i suddetti vincoli.

Pertanto, il layout definitivo dell'impianto eolico è quello che risulta più adeguato in virtù dei criteri analizzati.

6.1. Criteri di progettazione strutture e impianti

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

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

gennaio 2018”.

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

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

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

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

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore, tenuto conto della direzione prevalente del vento, si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a 45°) e 5 D, rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e secondo la direzione prevalente del vento

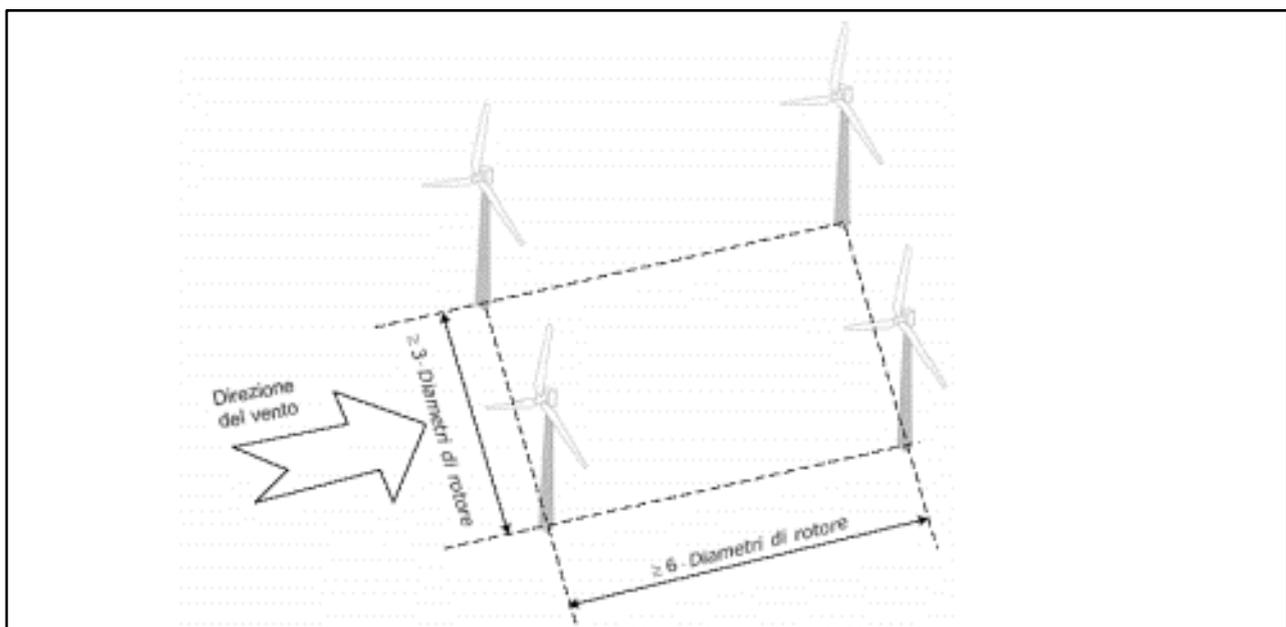


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

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

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

7.1. Effetti di shadow-flickering

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

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: "ANSA126 Studio sugli effetti dello shadow flickering".

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 8 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Anzi in corrispondenza dei ricettori più sensibili ai nuovi aerogeneratori.

Nella stima effettuata (worst case) si assumono le seguenti ipotesi restrittive:

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

Inoltre, in una seconda stima, allo scopo di pervenire a valori più realistici di impatto (real case), si è impiegato il valore di eliofania, che tiene in conto del numero medio di ore di cielo libero da nubi durante il giorno, e le ore di funzionamento degli aerogeneratori in presenza del sole.

Dai risultati ottenuti è stato possibile verificare che per ogni ricettore il valore atteso delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore al valore di 30 ore/anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, a meno di un ricettore per i quali il suddetto valore è leggermente superiore a tale limite

ma, come analizzato nello studio specifico, il fenomeno non altera le condizioni di sicurezza per i relativi utilizzatori.

7.2. Impatto acustico

L'impatto acustico causato da un impianto eolico in fase di esercizio dipende da numerosi fattori di natura meccanica ed aerodinamica. È noto che la percezione fisiologica del rumore è parzialmente soggettiva, tuttavia, al di sotto di un certo livello, la percezione del rumore generato da un impianto eolico, come da ogni altro emettitore, tende a confondersi con il rumore generale di fondo. È quindi buona norma progettuale verificare che, presso eventuali ricettori sensibili (abitazioni, luoghi di lavoro o zone ad intensa attività umana), i livelli di rumore immessi si mantengano al di sotto di detti limiti.

Il clima acustico nelle aree sottoposte ad indagine risulta correlato principalmente alle attività agricole, zootecniche ed allo scarso traffico veicolare locale.

Il rumore aerodinamico è il rumore più importante prodotto da un impianto eolico moderno ed è imputabile all'attrito dell'aria con le pale e con la torre di sostegno (fase di esercizio); esso dipende, quindi, fortemente dalla velocità di rotazione del rotore ed aumenta all'aumentare delle dimensioni dell'aerogeneratore.

La minimizzazione degli impatti avviene grazie all'applicazione di attenzioni di progettazione che consentono di individuare dei layout tali da impedire disturbi.

A tal proposito, la principale attività di mitigazione di tale impatto è stata adottata in fase di progettazione, assumendo come regola principale una distanza minima di 515 m dai fabbricati abitati, di 300 m dai fabbricati non abitati e adibiti a funzioni produttive e 81 m dai fabbricati adibiti a magazzino.

Inoltre, a seguito dei sopralluoghi effettuati, all'esperienza maturata nel settore e considerato l'ambiente e l'orografia dei luoghi si ritiene che la realizzazione del parco eolico in progetto possa essere ritenuta compatibile con il sito in cui le turbine eoliche saranno inserite.

Ad ogni modo, sono in corso studi preventivi ante operam, basati su rilievi fonometrici sulla tipologia e sul livello del rumore di fondo che permetteranno di ottenere una previsione del rumore prodotto dall'impianto, grazie all'ausilio e all'applicazione di modelli matematici complessi che garantiranno il contenimento dei limiti previsti dalla legge.

Si effettuerà successivamente un'integrazione specifica e spontanea del progetto con l'elaborato "ANSA113 Studio previsionale d'impatto acustico" a cui si rimanda per maggiori dettagli.

7.3. Impatto elettromagnetico

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento e dovute potenzialmente al cavidotto MT e alla stazione elettrica, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'Elettromagnetismo (D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08) a cui si rimanda per i dettagli: "ANSA118 Relazione impatto elettromagnetico".

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che nell'area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni al di fuori della norma. L'impianto eolico non ha dunque alcun impatto elettromagnetico negativo alla frequenza di rete 50 Hz sulla popolazione esterna in base alla Normativa vigente.

Inoltre, l'impatto elettromagnetico dovuto alla Stazione Elettrica RTN Terna sulla popolazione è da ritenersi trascurabile in quanto la fascia di rispetto ricade prevalentemente nell'area riservata ad essa e, in piccola parte, nelle immediate adiacenze e in quanto l'area di pertinenza di tali stazioni, dove non è prevista la permanenza di persone per periodi continuativi superiore a 4 ore con l'impianto in tensione, e quella circostante ricadono in una zona in cui non sono presenti aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere. Infine, poiché gli unici potenziali ricettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e smi).

7.4. Rottura accidentale di organi rotanti

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: "ANSA125 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti".

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza pari a circa 275,24 m, che rappresenta il valore di gittata massima stimato, non ricade nessun punto sensibile, quali abitazioni o strade interessate dal passaggio frequente di mezzi.

8. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

8.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto

Il progetto è stato studiato in un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'installazione di un impianto eolico in quanto offre un'elevata risorsa eolica, com'è possibile constatare dalla presenza di altri

impianti eolici in un'area circolare di raggio 10,3 km dall'impianto oggetto della trattazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell'area con la rappresentazione del vento ad un'altezza dal suolo pari a 100 m.

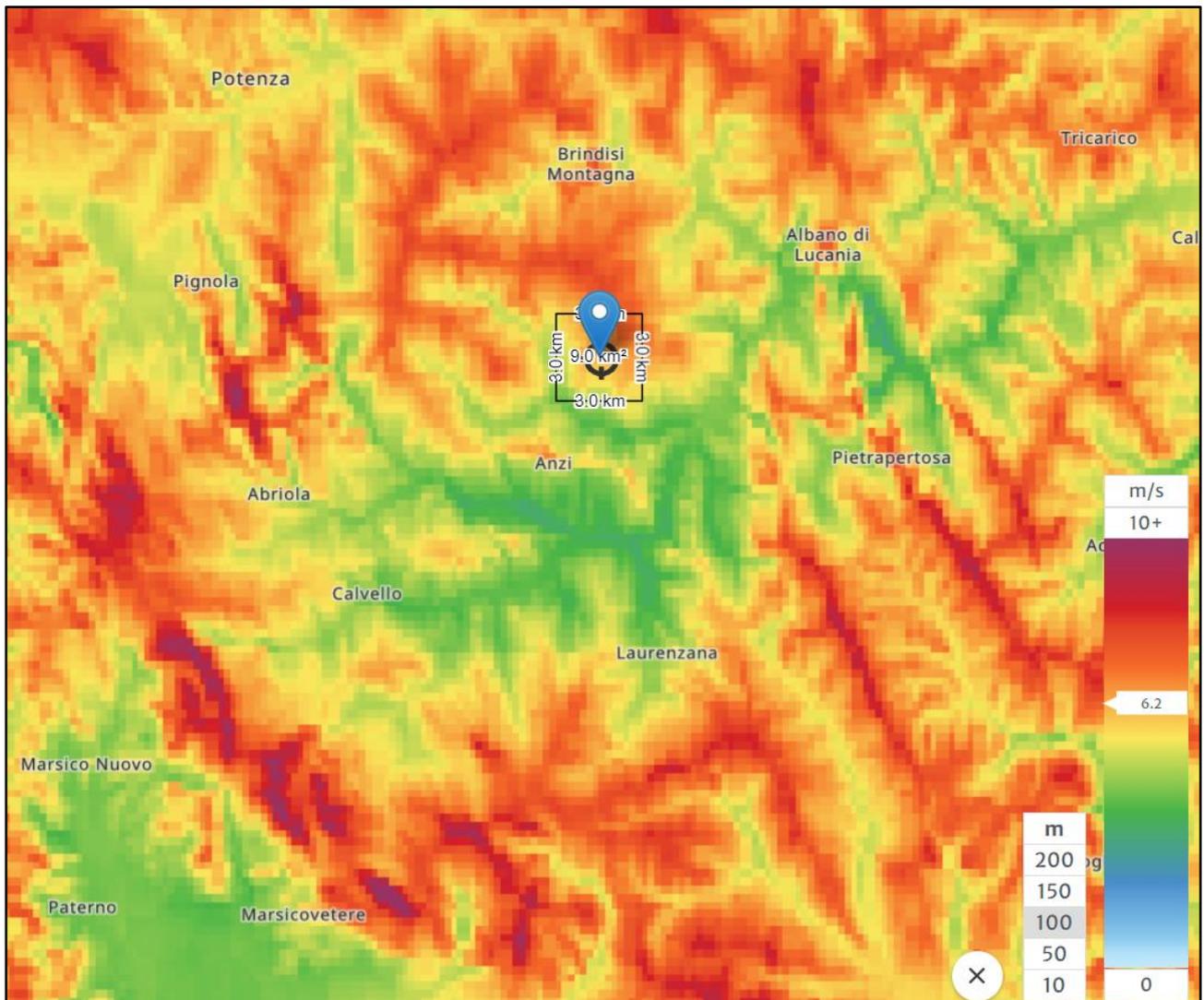


Figura 8.1.1: Estratto Atlante Eolico RSE a 100 m s.l.t

La direzione prevalente del Vento è stata valutato Ovest - Sud Ovest come verrà confermato attraverso una specifica campagna di misurazione anemologica in sito.

Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "ANEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità".

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. Il valore di produzione stimato è pari a circa 115,830 GWh e l'energia immessa in rete, assumendo una perdita pari al 10%, è pari a 104,250 MWh GWh, come da analisi riportata nel suddetto elaborato e sintetizzato nella tabella seguente, e corrisponde a 2011 ore equivalenti.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	57,6 MW
Potenza nominale WTG	7,2 MW
N° di WTG	8
Classe IEC	S
Diametro del rotore	162 m
Altezza del mozzo	125 m
Velocità media del vento all'altezza di mozzo (free)	6,0 m/s
Produzione lorda (morsetti generatori)	115.830 MWh
Ore equivalenti lorde	2011
Produzione netta (cedibile alla rete)	104.250 MWh

Tabella 8.1.1: Risultati stima producibilità

8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il "Parco Eolico Anzi" appartiene all'unità strutturale della Catena Sud-Appenninica (Figura 8.2.1).

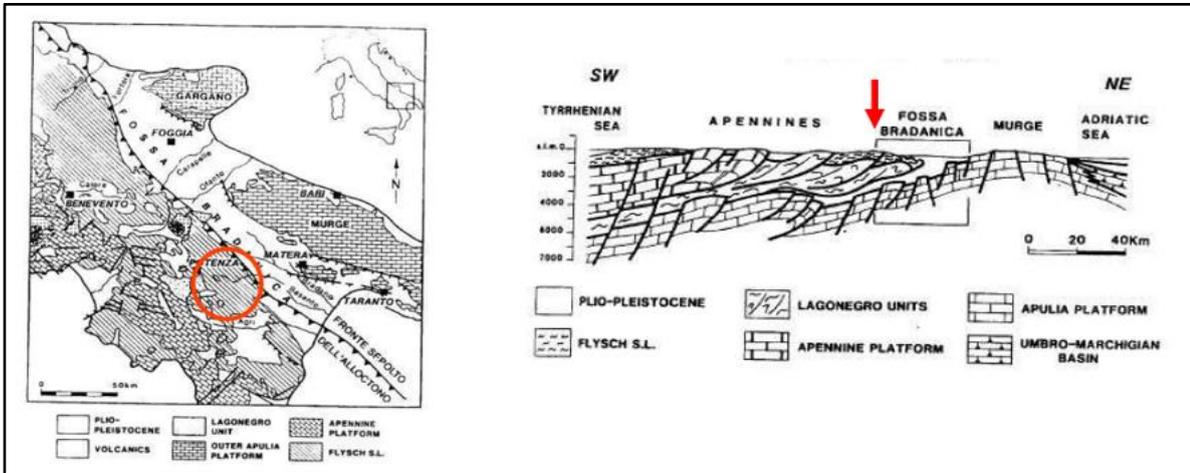


Figura 8.2.1: Carta geologica schematica e sezione geologica attraverso l'Appennino Meridionale e la Fossa Bradanica

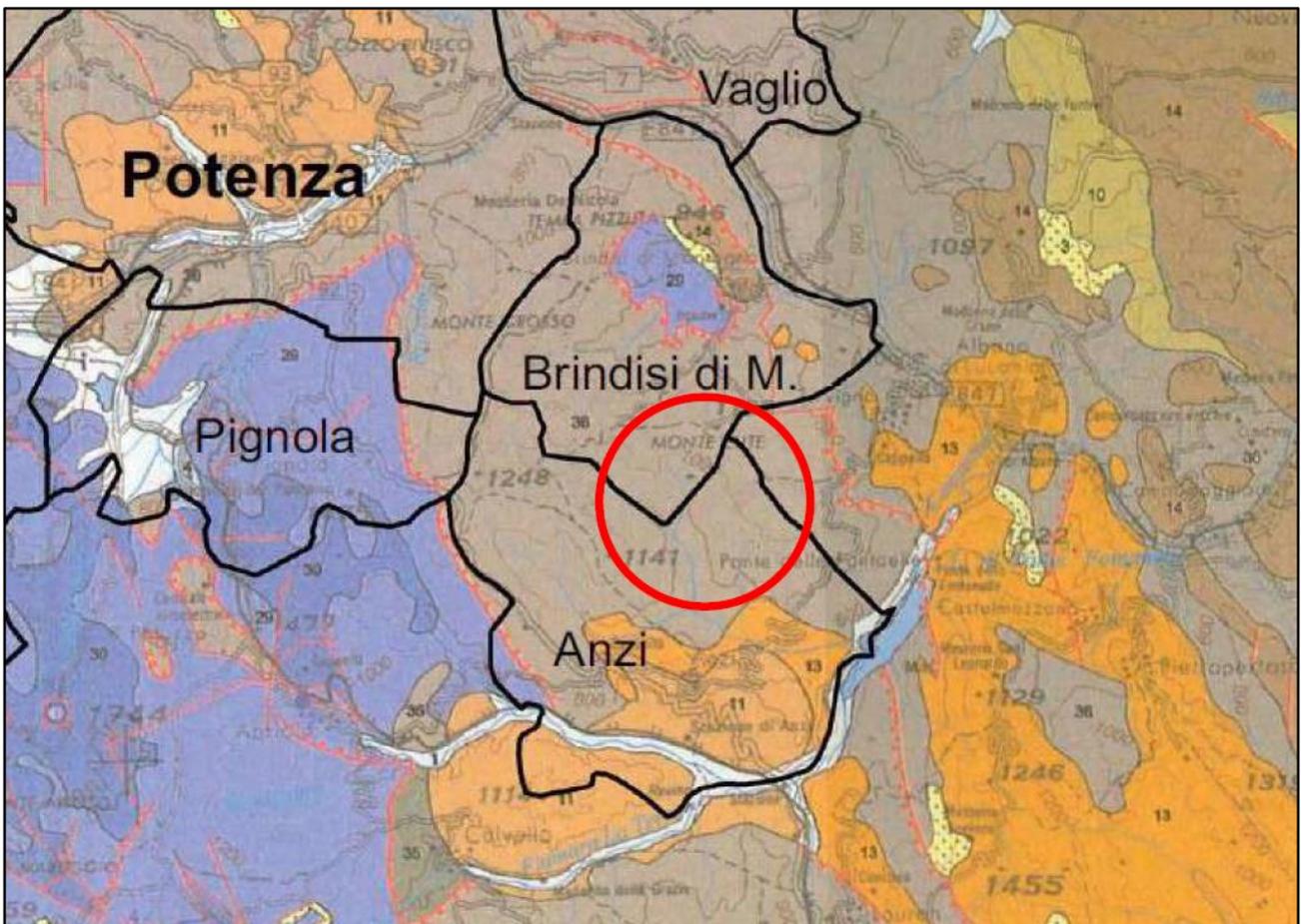


Figura 8.2.2 Stralci della carta idrogeologica della Regione Basilicata con layout d'impianto

Il basamento della struttura appenninica è caratterizzato dalla presenza di calcari mesozoici, costituiti da calcareniti di ambiente neritico-costiero.

Nella zona oggetto della presente indagine affiora la formazione geologica delle Argille Varicolori Inferiori (AVF), caratterizzate da argille varicolori scagliettate caotiche per tettonizzazione con livelli sporadici, in strati da molto sottili a sottili, di areniti fini, siltiti manganesifere, calcareniti e calcilutiti che diventano più frequenti verso l'alto. Il passaggio alla sovrastante Formazione di Monte Sant'Arcangelo avviene gradualmente, attraverso un'alternanza di calcari marnosi, areniti e argille policrome, con strati mediosottili di calcilutiti marnose biancastre, sempre più frequenti e spessi verso l'alto.

Lo spessore apparente di questa unità litologica, a causa della notevole caoticità dei terreni, varia tra 50 e 100 metri.

Gli aerogeneratori verranno installati sui rilievi posti alla sinistra idrografica del Torrente Inferno che, unitamente al Torrente Camastra, alimentano l'omonimo lago.

Infine, sulla base dei rilevamenti effettuati in zona e delle caratteristiche geologiche dei litotipi indagati, è possibile affermare che non vi sono le condizioni necessarie per la formazione ed il mantenimento di una falda freatica, anche se è possibile intercettare livelli saturi a contatto tra litotipi a differente permeabilità: difatti a quote più basse, laddove le incisioni del reticolo idrografico intercettano livelli permeabili sono presenti scaturigini (fonti) di modesta entità.

Come si evince dalla **Figura 8.2.4**, tutti gli aerogeneratori appartengono al bacino idrografico del Fiume Basento.

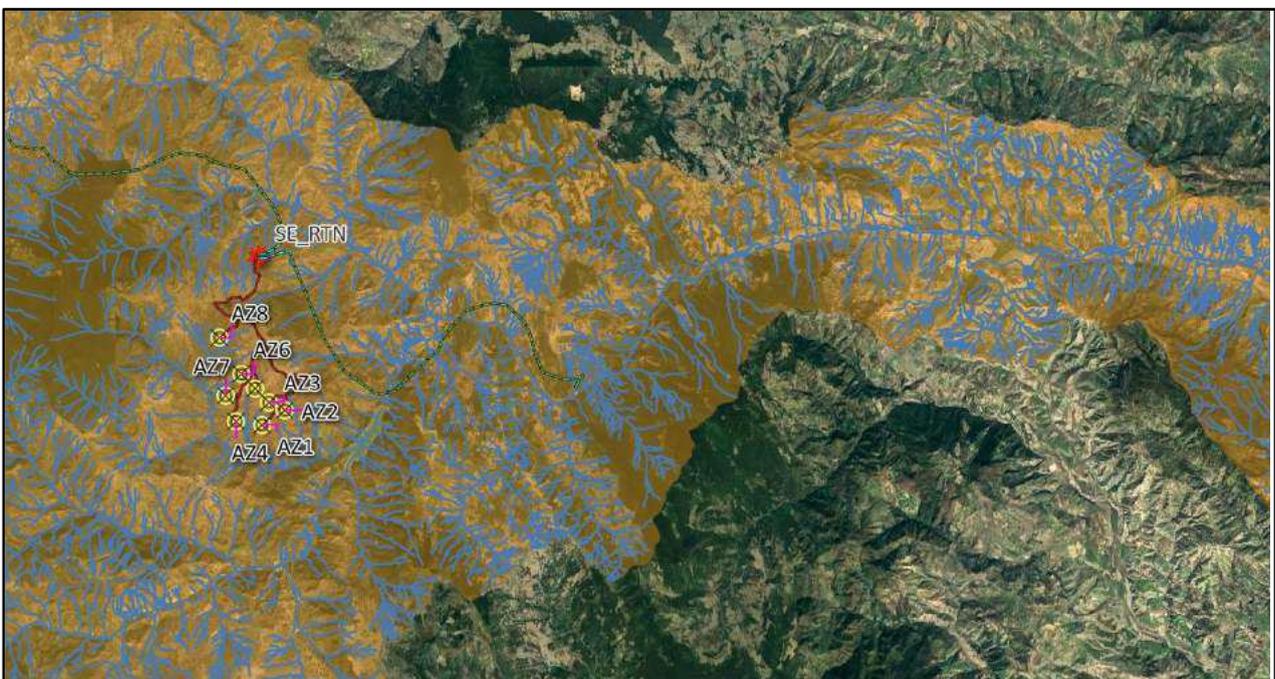


Figura 8.2.4: Ubicazione degli aerogeneratori all'interno del bacino idrografico (in giallo il bacino del Fiume Sinni, in celeste il bacino del Fiume Basento)

Si rimanda all'elaborato "ANSA127 Relazione Geologica" per ulteriori approfondimenti sulla caratterizzazione geologica-geomorfologica dell'area di intervento.

8.3. Classificazione sismica

I territori comunali di Anzi e Brindisi Montagna (in Provincia di Potenza) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, sono classificati sismicamente come appartenenti alle seguenti

zone:

- Anzi – Zona sismica 1;
- Brindisi Montagna – Zona Sismica 2.

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

<u>Zona sismica</u>	<u>Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (a_g)</u>
1	$a_g > 0.25$
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	$a_g \leq 0.05$

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

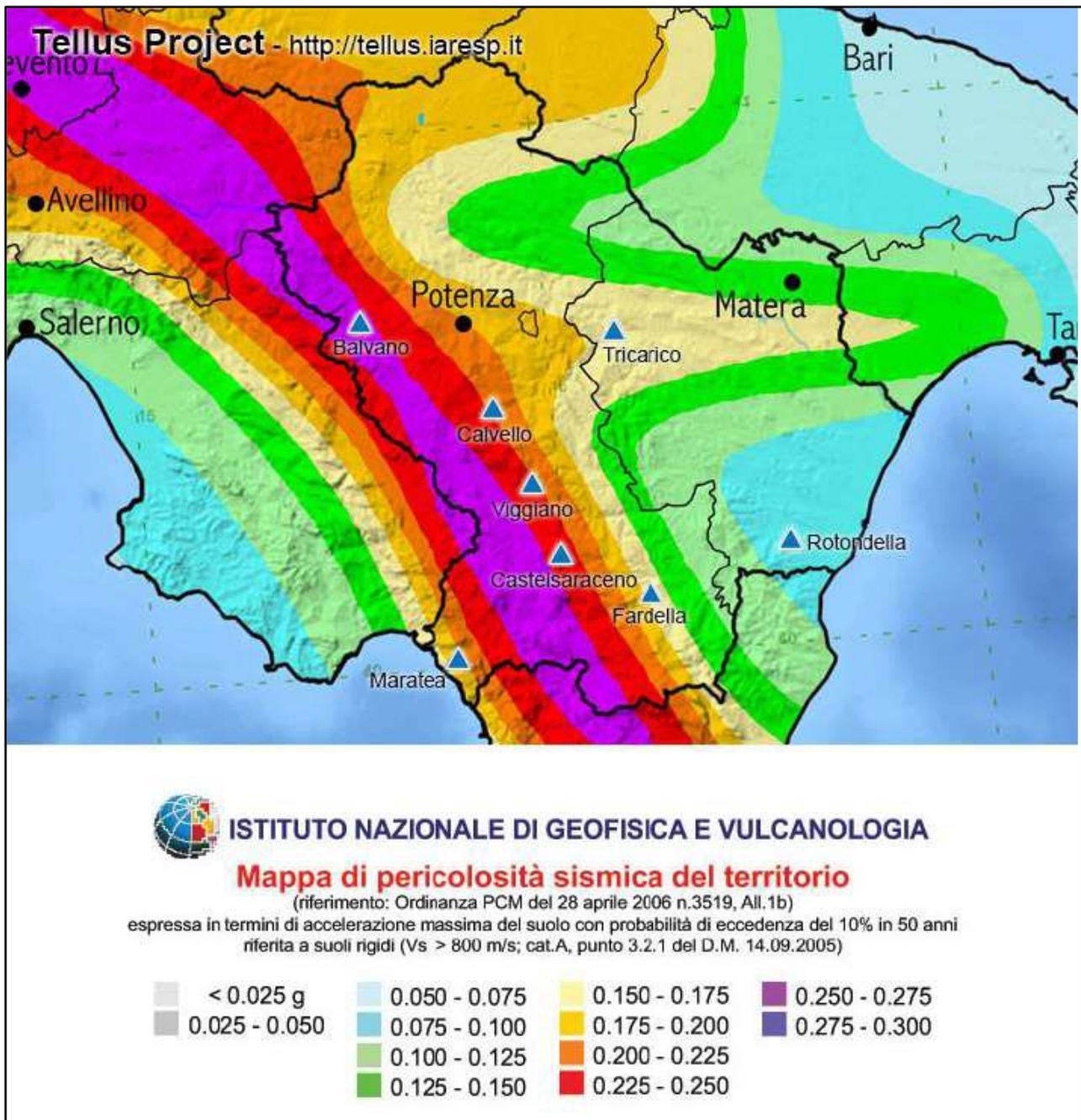


Figura 8.3.1: Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (*Fonte INGV*)

Inoltre, come previsto dalle NTC 2018 (Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni), per la stima della pericolosità sismica dell'area, è necessario individuare la categoria di sottosuolo del sito mediante opportune indagini geofisiche.

Sono dunque state effettuate prove sismiche del tipo MASW (Multichannel Analysis Surface Wave) per la determinazione delle V_{seq} . Il valore di V_{seq} ricavato in tutte le prove sismiche ha permesso di assegnare preliminarmente alle aree interessate la categoria di sottosuolo evidenziata nella **Tabella 8.3.2** allegata alle N.T.C. e di seguito riportata:

Categoria	Descrizione
A	<i>Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi</i> caratterizzati da valori di $V_{s,30}$ superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie uno strato di alterazione, con spessore massimo pari a 3 m.
B	<i>Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti</i> con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ compresi tra 360 m/s e 800 m/s (ovvero $NSPT_{,30} > 50$ nei terreni a grana grossa e $cu_{,30} > 250$ kPa nei terreni a grana fina).
C	<i>Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti</i> con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ compresi tra 180 m/s e 360 m/s (ovvero $15 < NSPT_{,30} < 50$ nei terreni a grana grossa e $70 < cu_{,30} < 250$ kPa nei terreni a grana fina).
D	<i>Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti</i> , con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ inferiori a 180 m/s (ovvero $NSPT_{,30} < 15$ nei terreni a grana grossa e $cu_{,30} < 70$ kPa nei terreni a grana fina).
E	<i>Terreni dei sottosuoli di tipo C o D per spessore non superiore a 20 m</i> , posti sul substrato di riferimento (con $V_s > 800$ m/s).

Tabella 8.3.2: Categorie di sottosuolo

Si rimanda all'elaborato "ANSA127 Relazione Geologica" per l'individuazione della categoria di suolo di ogni sito individuato per l'installazione degli aerogeneratori ed ulteriori approfondimenti.

8.4. Infrastrutture viarie presenti

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che alcune strade esistenti verranno adeguate, in alcuni tratti, per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Saranno poi realizzate una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. Nel complesso, non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto. Per i dettagli in merito alla viabilità di accesso al sito si fa riferimento all'elaborato "ANEG017 Relazione viabilità di accesso al cantiere (road survey)".

8.5. Opere presenti interferenti

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

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

- *interferenze lungo il percorso del cavidotto e delle strade in progetto:*
 - ✓ strade provinciali, statali e Comunali;
 - ✓ linee aeree Telecom;

- ✓ linee elettriche aeree;
- ✓ acquedotti e metanodotti.
- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
 - ✓ linee aeree Telecom;
 - ✓ linee elettriche aeree;
 - ✓ segnaletica e illuminazione pubblica;
 - ✓ alberi di lungo fusto.

9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA

L'impianto interessa prevalentemente il Comuni di Anzi (PZ), dove ricadono 7 aerogeneratori, e Brindisi di Montagna (PZ), dove ricade 1 aerogeneratore e la SE della RTN Terna 150/36 kV.

Il Comune di **Anzi** è ubicato in provincia di Potenza e conta circa 1500 abitanti, confina: a nord con il Comune di Brindisi di Montagna (PZ), a nord - est con il comune di Trivigno (PZ), ad est con il Comune di Castelmezzano (PZ), a sud con i Comune di Calvello (PZ) e Laurenzana (PZ) e ad ovest con i Comuni di Abriola (PZ), Pignola (PZ) e Potenza (PZ).

Sorge a 1008 metri sul livello del mare nella parte centrale della provincia e per la sua altitudine è il terzo comune più alto della regione Basilicata.

Anzi ricade nello scenario del Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val D'Agri Lagonegrese, il quale fu abitato sin dall'età del ferro e poi dagli Enotri, dai Lucani e dai Romani. Con i Greci il paese divenne noto per la produzione di ceramiche, come testimoniano i reperti archeologici rinvenuti nelle numerose campagne di scavo effettuate a partire dal 700 e conservati presso il museo archeologico di Napoli e in altri musei del mondo. In particolare, si ricorda una lapide triangolare, la cui scritta ha dimostrato che il centro originariamente si chiamava "ANXIA" e che era una potente e ricchissima cittadina.



Figura 9.1: Vista panoramica del Comune di Anzi (PZ)

Tra i Beni Monumentali vincolati ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art.10 vi è il Palazzo baronale ‘La Fenice’, sorto sul soppresso ospizio dei certosini di Padula, che in questo comune possedevano cospicue rendite, ed appartenuto nel passato alla dinastia dei Fittipaldi. Il palazzo baronale è oggi proprietà del Comune, ed è attualmente la sede degli uffici municipali. Il Palazzo La Fenice, architettonicamente si può identificare come un tipico palazzo baronale settecentesco, che acquistato dalla famiglia dei baroni Fittipaldi, venne impreziosito da pregevoli affreschi di figure neoclassiche tuttora custoditi all'interno. Di particolare interesse è l'elegante cappella di San Lorenzo annessa al palazzo.

Tra i siti di rilevanza vi è anche Il Planetario Osservatorio Astronomico di Anzi, centro tra i più importanti in Italia sulla divulgazione scientifica e astronomica; è una struttura costituita da un planetario ed un osservatorio. L'osservatorio Astronomico possiede un telescopio riflettore tra i più avanzati del sud Italia e da qualche anno è gestito da esperti che organizzano numerosi eventi di rilevanza nazionale ed internazionale.

Sul monte Siri si erge la chiesa di Santa Maria che custodisce bellissimi affreschi del Todisco (XVI secolo) e presenta un portale tardogotico risalente al 1525.



Figura 9.2: Il Planetario Osservatorio Astronomico di Anzi



Figura 9.3: La chiesa di Santa Maria e l'osservatorio astronomico

Il comune di **Brindisi di Montagna** è ubicato nella provincia di Potenza ed ha una popolazione di circa 810 abitanti, a 800 m s.l.m.. Geograficamente confina con i comuni di: Trivigno (9 km), Vaglio Basilicata (13 km), Anzi (19 km), Albano di Lucania (20 km), Potenza (24 km) e Tricarico (MT) (36 km).

Nel territorio comunale sono state evidenziate testimonianze di insediamenti che risalgono al III secolo a.C, reperti archeologici dall'Eneolitico all'epoca bizantina. Nell'Alto Medioevo si era stabilita una comunità monastica di monaci basiliani ed i signori feudali del posto fortificarono l'abitato con un castello. Il paese, allora situato nella località di "Aia di Brindisi", era costituito nel 1277 da 700 abitanti.

Nel 1478, arrivarono i primi profughi albanesi in terra di Brindisi Montagna, esuli albanesi dalla Morea, attuale Peloponneso che ricostruirono l'abitato, ormai abbandonato e spopolato da molti secoli.

La badia basiliana, abbandonata dai basiliani, fu donata dai principi Sanseverino ai monaci della Certosa di Padula; eretta a Grancia di San Demetrio nel 1503, divenne una grande azienda rurale condotta da monaci laici, raggiungendo il suo massimo splendore nel Settecento. Soppressi gli ordini monastici nel 1806, la Grancia fu acquistata da privati e poi rivenduta al Demanio verso il 1925.

Nel 1800 anche Brindisi di Montagna partecipò ai moti libertari e dal 1860 al 1864 il paese fu invaso dalle bande di briganti con a capo Crocco, Borjes e Serravalle.



Figura 9.4: Vista panoramica del Comune di Brindisi di Montagna

Tra i monumenti più rilevanti figurano:

- Chiesa di San Nicola di Bari del XV secolo, costruita su resti di una piccola chiesa di rito bizantino dedicata a san Nicolò;
- Chiesa della Madonna delle Grazie;
- Chiesa di San Vincenzo Ferreri;

I Beni Monumentali vincolati ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art.10 sono:

- **La Grancia di San Demetrio** (D.M. del 04/10/1985 - D.M. del 19/07/1983), ubicata nell'omonimo agro rurale. L'antica badia era inizialmente dedicata a Santa Maria dell'Acqua Calda, forse per la presenza, in quel luogo, di una falda di acqua termale. Fu eretta a Grancia di San Demetrio dai padri certosini di Padula.

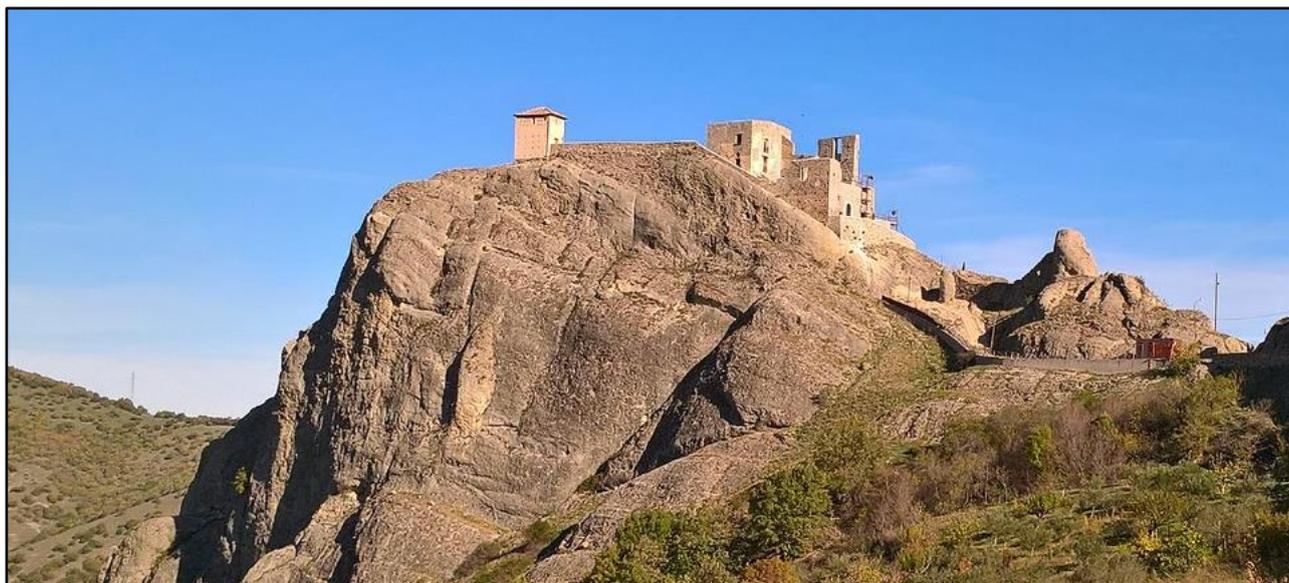


Figura 9.5: Castello di Brindisi di Montagna



Figura 9.6: Chiesa di San Vincenzo Ferreri



Figura 9.7: La Grancia di San Demetrio



Figura 9.8: Chiesa della Madonna delle Grazie

9.1. Caratteristiche del paesaggio

Il contesto in cui si inseriscono l'area di intervento e gran parte del territorio compreso nel buffer sovralocale ricade nell'ambito paesaggistico "La montagna interna" (Ambito 2, Lettera B), come meglio esplicitato nella figura seguente.



Figura 9.1.1: Ambiti paesaggistici della Regione Basilicata e limiti comunali – Fonte: RSDI Regione Basilicata.

Nel dettaglio, il contesto in cui si inseriscono l'area di intervento e gran parte del territorio appartiene al paesaggio della "montagna interna" che ha un'estensione di circa 300.700 ettari, pari al 30% del territorio regionale e rappresenta l'ambito di paesaggio con maggior estensione territoriale e maggiore consistenza demografica. L'ambito si colloca tra la Campania, province di Salerno e Avellino, e la Basilicata, province di Matera (dove ricadono 11 comuni) e Potenza (dove ricadono 48 comuni). Il paesaggio de "La montagna interna" comprende un sistema agrario diffuso costituito da ampi appezzamenti di colture ortive e seminative. Il territorio è caratterizzato dalla presenza di strutture rurali di notevoli dimensioni, insediamenti costituiti da più fabbricati destinati a più funzioni (residenza, gestione dell'attività agricola, depositi di macchinari, conservazione di provviste). Tale conformazione morfologica risale alla prima metà del '900, epoca in cui gli interventi di trasformazione fondiaria innescarono processi di

riconversione delle colture da semplicemente arboree a foraggere e poi orticole, determinando la realizzazione di manufatti produttivi accanto a quelli riservati alla residenza.

L'intero territorio è segnato da strade rurali di collegamento con i territori limitrofi, i cui tracciati seguono quelli delle vecchie piste in terra battuta percorse, un tempo, dagli agricoltori e dalle greggi.

L'area del sito non presenta al suo interno Beni materiali, patrimoni culturali o aree di rilevante interesse paesaggistico. Osservando invece l'area esterna al parco eolico e le relative opere di connessione alla rete, si riscontra la presenza di Beni Monumentali che distano, ad ogni modo, oltre 1000 m dagli aerogeneratori. Dall'analisi delle relative distanze fra i beni e gli elementi di progetto, si evince pertanto che gli aerogeneratori risultano essere localizzati all'esterno delle aree vincolate, definite dal buffer di 1000 m dai beni monumentali (come rappresentato in **Figura 9.1.2**).

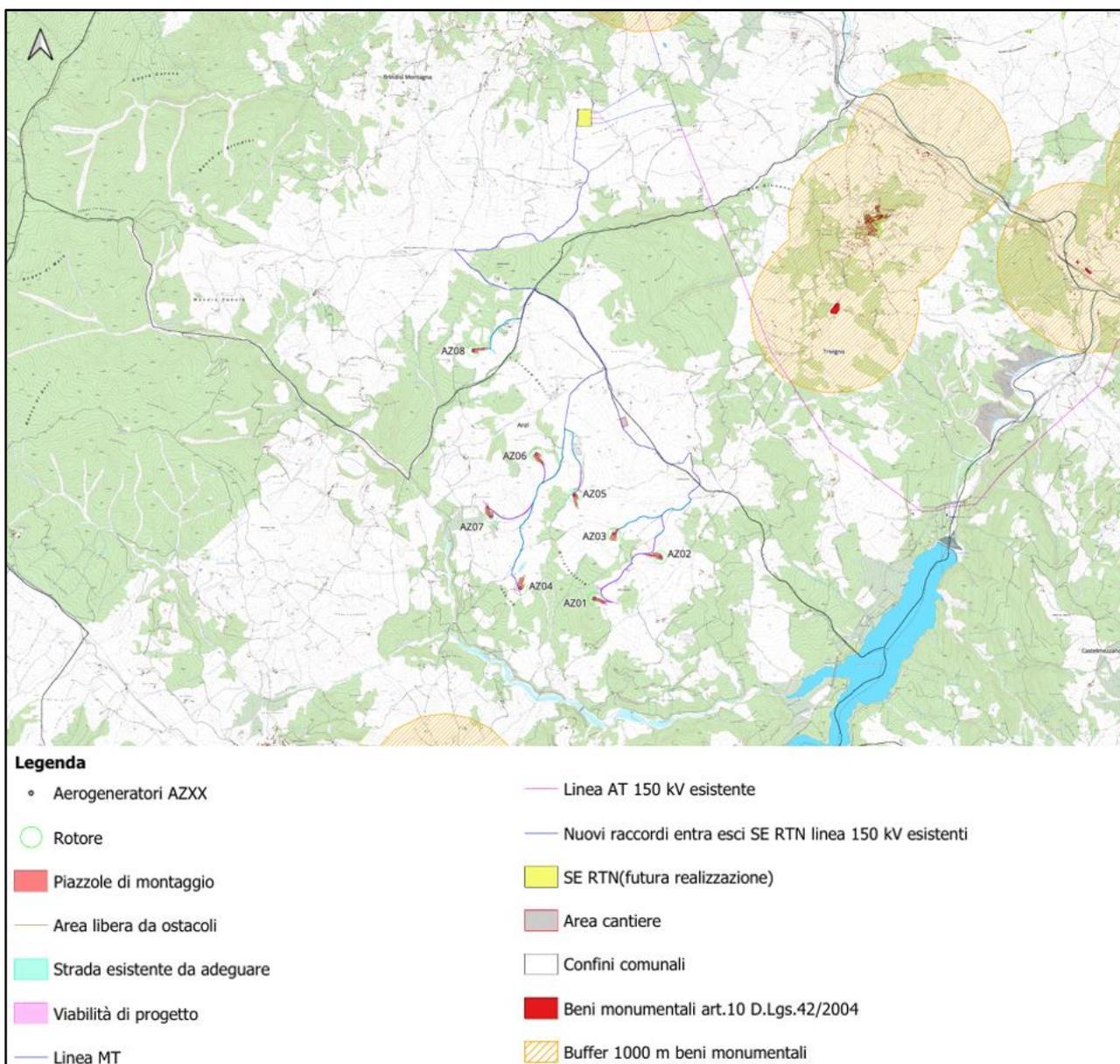


Figura 9.1.2: Beni monumentali di cui all'Art. 10 D.lgs. 42/2004 e aerogeneratori di progetto (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ANSA140 Carta dei Beni Monumentali con area d'impianto")

Inoltre, come si evince dalle **Figura 9.1.3** e **Figura 9.1.4**, gli aerogeneratori, la Stazione Elettrica, e le relative opere connesse non occupano aree vincolate.

Si evidenziano alcune eccezioni come quelle relative ad alcuni tratti di linea elettrica interrata MT e nuova viabilità di progetto che interferiscono con aree tutelate per legge D.Lgs 42/2004 Art. 142 lett.c – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua – buffer 150 m, Art. 142 lett.g Foreste e boschi e Zone di interesse archeologico Beni-Paesaggistici art.142 let-m-ope-legis. Per l'analisi di dettaglio delle interferenze degli elementi di progetto con i vincoli paesaggistici si rimanda ai seguenti elaborati di progetto ANSA138.1 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta e ANSA138.2 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta - Foreste e boschi Art.142 Let. g del D.Lgs 42/2004.

Per maggiori approfondimenti si rimanda all'elaborato "ANSA137 Relazione paesaggistica", redatto al fine di accertare la compatibilità paesaggistica per l'installazione del parco eolico in progetto.

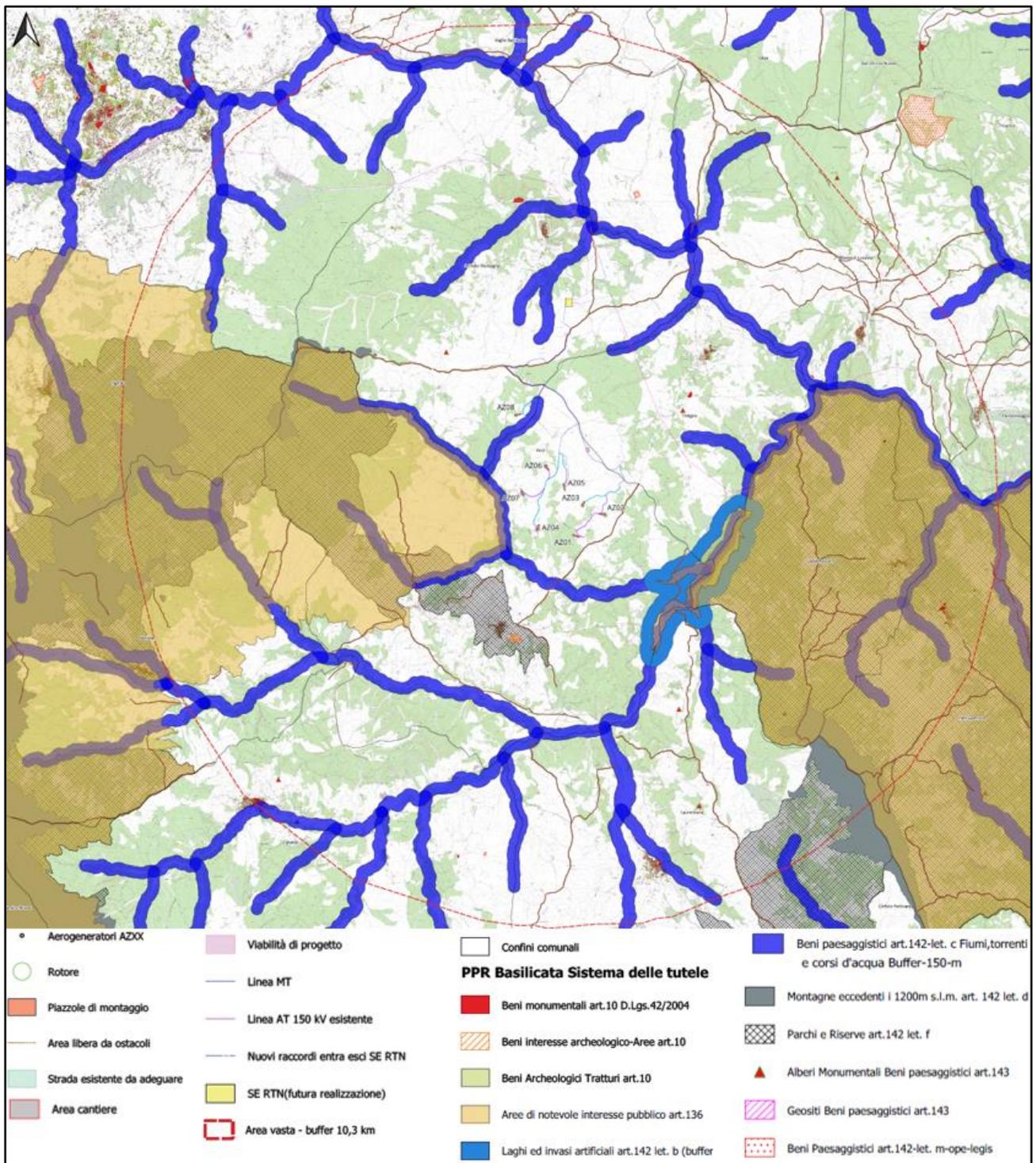


Figura 9.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 10,3 km) – Fonte: Regione Basilicata (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ANSA138.1 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta”)

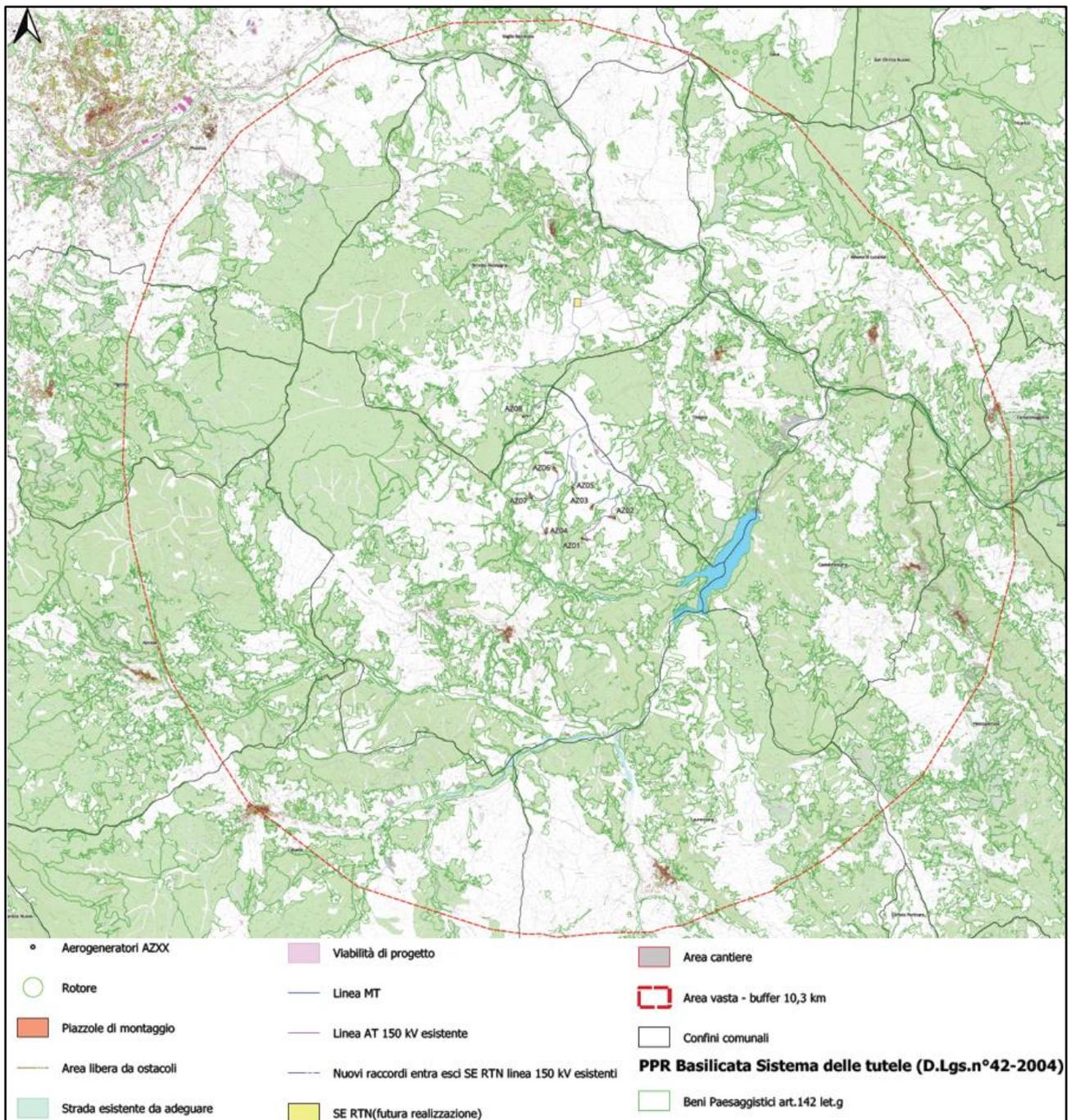


Figura 9.1.4: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto - Foreste e Boschi – Fonte: Regione Basilicata (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto “ANSA138.2 a Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta - Foreste e boschi Art.142 Let. g del D.Lgs 42/2004 (Atlante parte 1)”)

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

Le altre opere quali viabilità, cavidotti e sottostazioni elettriche hanno un impatto nullo in quanto non

risultano visibili da punti di interesse paesaggistico e hanno dimensioni trascurabili rispetto all'intera area del progetto.

Per quanto sintetizzato nel presente paragrafo e meglio argomentato nell'elaborato "ANSA137 Relazione Paesaggistica", l'impatto sul paesaggio dovuto all'impianto eolico in progetto può ritenersi complessivamente MEDIO e, ad ogni modo, compatibile con le caratteristiche paesaggistiche dell'area, essendo non visibile e/o in maniera trascurabile rispetto ai Beni Monumentali della Regione Basilicata, e accettabile nel contesto attuale politico globale che mira alla transizione ecologica a livello nazionale ed europeo.

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Le zone tutelate dalla Rete Natura 2000 ricadenti nell'area vasta del parco eolico in progetto sono le seguenti:

- **ZPS/ZSC IT9210020** – Bosco Cupolicchio (Tricarico) distante 9,8 km dall'aerogeneratore più vicino (AZ08);
- **ZSC IT9210105** – Dolomiti di Pietrapertosa distante 6,7 km dall'aerogeneratore più vicino (AZ02);
- **ZSC/ ZPS IT9220130** - Foresta Gallipoli – Cognato ai limiti dell'area vasta e distante oltre i 10 km dall'aerogeneratore più vicino (AZ02);
- **ZSC IT9210035** – Bosco di Rifreddo distante 6,5 km dall'aerogeneratore più vicino (AZ08);
- **EUAP 1053** – Parco Naturale di Gallipoli Cognato – Piccole Dolomiti Lucane distante 2,9 km dall'aerogeneratore più vicino (AZ02);
- **EUAP 0851** - Parco nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri – Lagonegrese distante 1,4 km dall'aerogeneratore più vicino (AZ04).

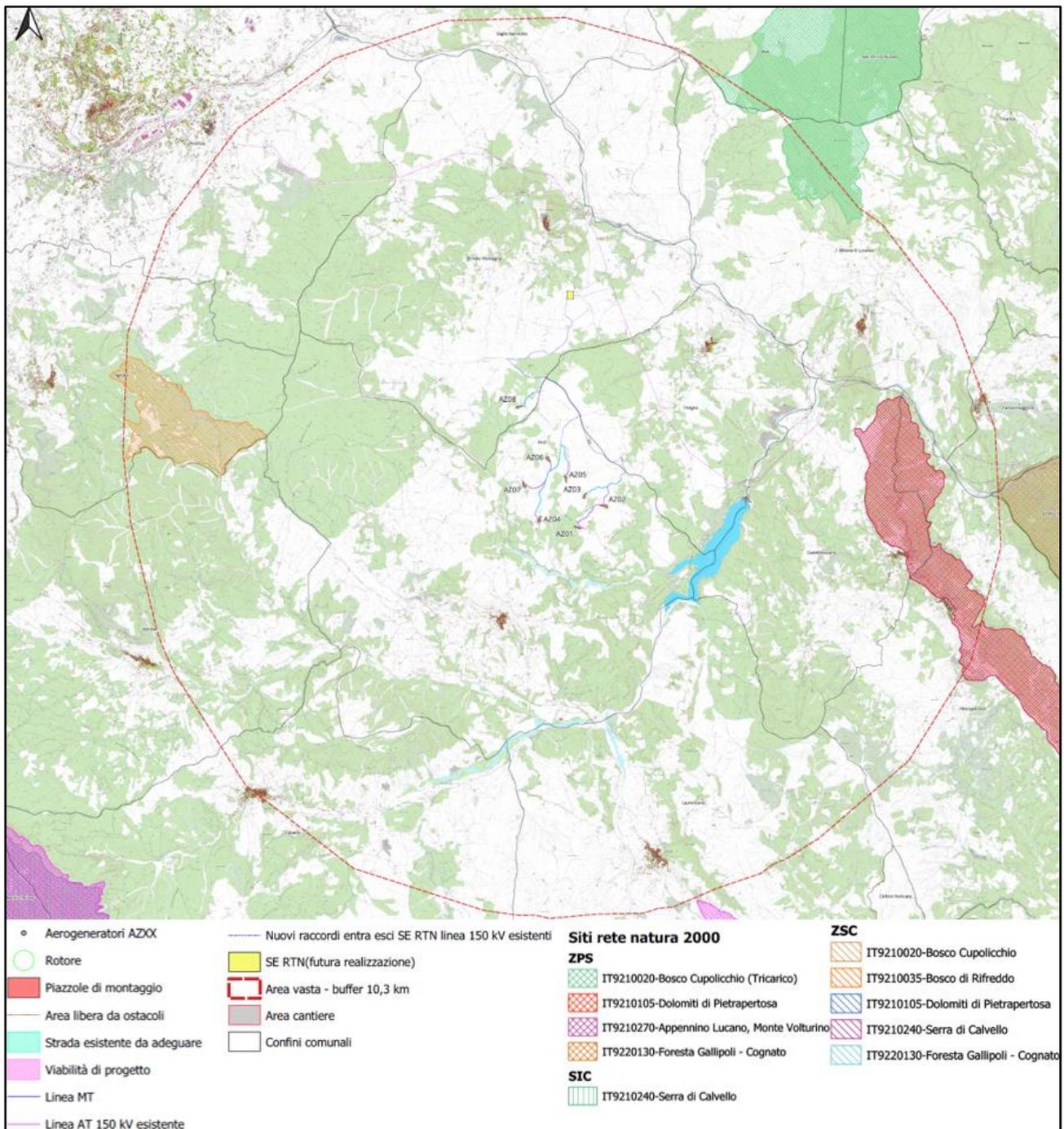


Figura 10.1: Zone ZPS con area vasta (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto “Carta delle aree protette Rete Natura 2000 con area vasta”)

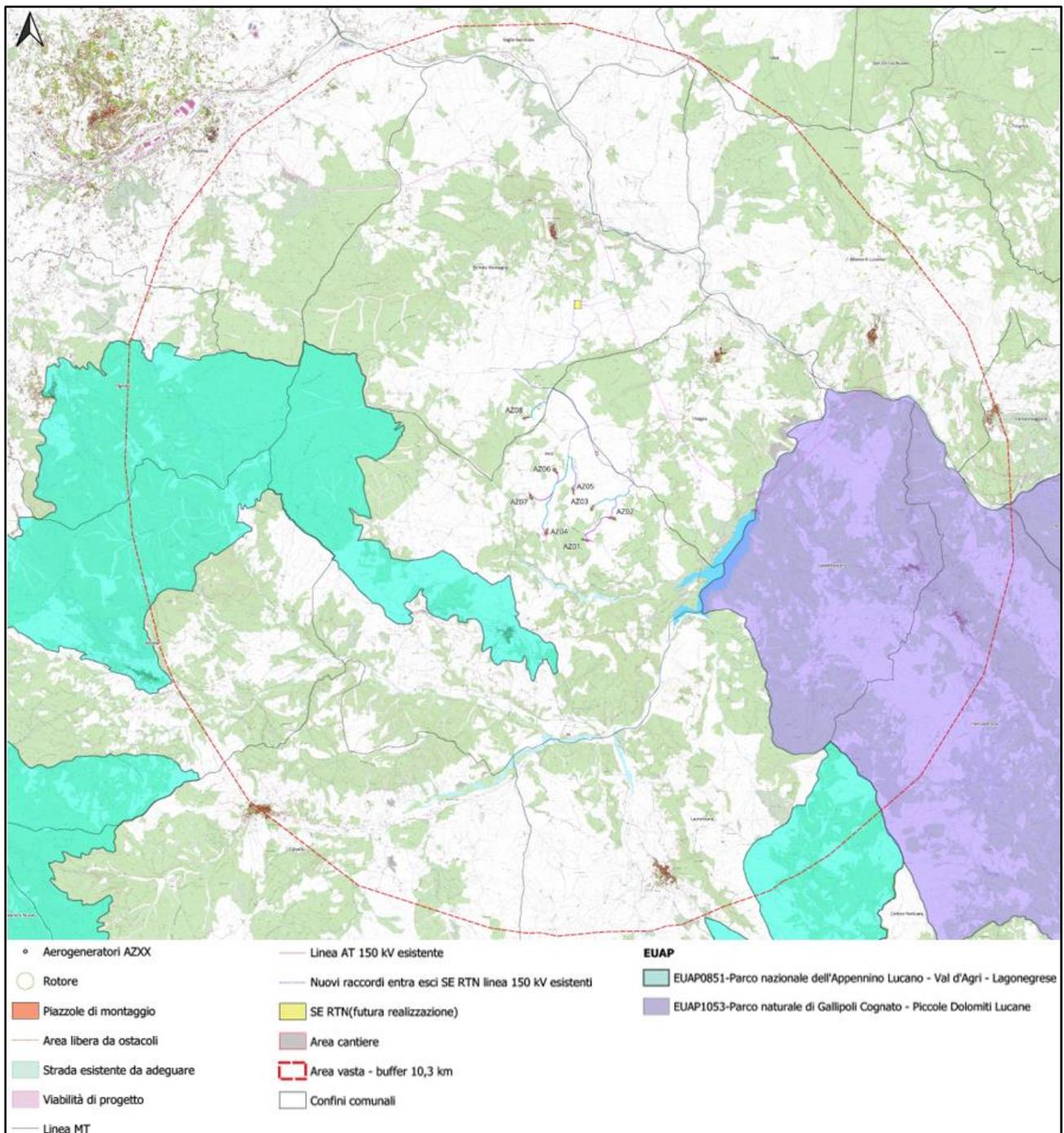


Figura 10.2: Zone EUAP con perimetro area vasta (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ANSA108 Carta delle zone EUAP con area vasta")

Nessuna delle opere dell'impianto eolico in progetto, comprese le opere temporanee necessarie al transito dei mezzi speciali, interferiscono con le Zone IBA della regione Basilicata.

Le aree presenti in area vasta sono le seguenti:

- **IBA 137** - Dolomiti di Pietrapertosa, presente ad una distanza minima dall'impianto di 3 km dall'aerogeneratore AZ02;
- **IBA 141**- Val d'Agri, presente ad una distanza minima dall'impianto di 5 km dall'aerogeneratore AZ01.

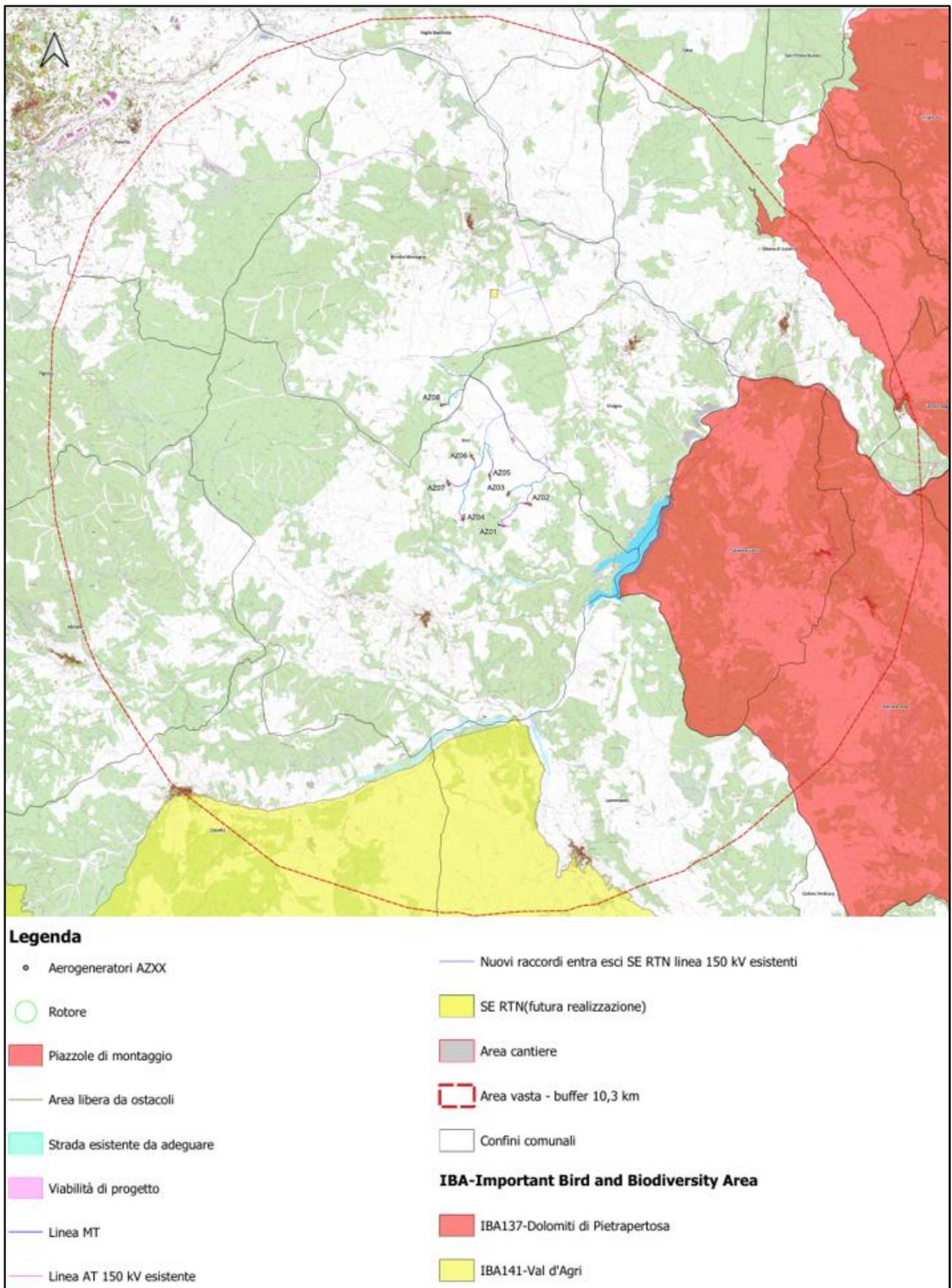


Figura 10.3: Important Birds Area (Zone IBA) con area vasta (Fonte RSDI)

L'impianto eolico potrebbe generare un incremento della mortalità degli uccelli e chiroterri per collisione con gli aerogeneratori. Al fine di mitigare tale impatto, in fase di progettazione il layout d'impianto è stato progettato rispettando una mutua distanza minima tra gli aerogeneratori (asse-asse) pari a 650 m. Inoltre, si prevede un piano di monitoraggio dell'avifauna durante la fase di esercizio dell'impianto eolico attraverso frequenti sopralluoghi in sito, per poter catalogare eventuali collisioni di uccelli o chiroterri da riportare agli enti competenti.

11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

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

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

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie, quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

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

Dallo studio congiunto ANEV - Uil sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 28.100 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 73.000 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione e nelle Isole, dove la disoccupazione è maggiore.

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

- a) Incremento delle attività legate alla costruzione e ad essa correlata a breve termine per la popolazione residente e influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo sulle professionalità che si verranno a creare per esperienza indotta:
 - Esperienze professionali generate;
 - Specializzazione di mano d'opera locale;
 - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
 - Fornitura di materiali locali;

- Noleggio di macchinari;
- b) Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
- Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
 - Ristorazione;
 - Ricreazione;
 - Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

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

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

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

In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 2,6 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti.

Sul territorio nazionale sono installati 7.449 aerogeneratori di varia taglia, per un totale di potenza installata pari a 12.051 MW, su cui sono impegnati complessivamente 73.000 addetti.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2023	KW	
	MW	N°	MW	N°occupati	rispetto al 2022	per abitante	per Km ²
PUGLIA	2.987	1.726	4.200	11.614	4,2%	0,731	154,282
SICILIA	2.320	1.660	3.500	6.800	11,1%	0,460	90,239
CAMPANIA	1.903	1.184	3.300	8.638	4,4%	0,327	140,035
BASILICATA	1.376	712	2.000	4.355	1,2%	2,338	137,691
CALABRIA	1.171	636	2.000	4.586	2,1%	0,583	77,632
SARDEGNA	1.157	732	2.200	6.765	6,7%	0,692	48,025
MOLISE	407	320	1.200	3.166	0,0%	1,273	91,779
ABRUZZO	272	212	1.600	3.741	0,0%	0,203	25,265
TOSCANA	144	88	1.600	2.289	0,0%	0,038	6,243
LIGURIA	123	65	600	1.061	8,2%	0,076	22,676
LAZIO	69	45	1.300	5.548	0,0%	0,012	4,003
EMILIA ROMAGNA	38	29	500	771	0,0%	0,009	1,711
PIEMONTE	19	9	300	1.145	0,0%	0,004	0,728
ALTRE	35	21	1.700	5.521	0,0%	0,002	0,417
OFFSHORE	30	10	2.100	7.000	0,0%		
TOTALE	12.051	7.449	28.100	73.000	4,6%	0,200	39,991

Tabella 11.1: Distribuzione per Regioni degli impianti eolici in Italia, potenziale al 2030 e crescita annuale (Fonte Anev 2024)

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. **L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 28.100 MW previsti di 73.000 posti di lavoro complessivi ovvero 2.6 addetti/MW.**

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

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	3500	4.271	3.843	11.614	3.843	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	3.573	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.049	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	2.290	6.765	2290	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	1.263	1710
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.721	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	806	1240
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.251	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	1.964	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	1.697	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.396	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	798	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	387	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	276	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	324	1.666
OFFSHORE	1.600	3.700	1.700	7.000	1.700	4.650
TOTALE	28.231	19.431	25.338	73.000	25.338	48.636

Tabella 11.2: Distribuzione per Regioni degli occupati (diretti e indiretti) nel settore eolico in Italia (*Fonte Anev 2024*)

Sulla base di tale criterio, durante la fase di esercizio, l'impianto eolico Anzi andrà a generare 130 addetti di cui 65 diretti e 65 indiretti.

Per la fase di realizzazione e dismissione, fase di cantiere, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti per l'impianto in esame costituito da 8 aerogeneratori da 7,2 MW, per una potenza complessiva di 57,6 MW, sono:

- 12 impiegati tecnici per la progettazione esecutiva;
- 7 tecnici per l'esecuzione dei lavori;
- 46 addetti per la fase di realizzazione delle opere (manovali, operai specializzati, autisti, etc).

12. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione 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.

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

13. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento suddivise per settore tematico e in ordine cronologico crescente.

Settore energetico:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;
- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e

modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";

- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti).

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti 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 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia

elettrica – Linee in cavo;

- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- DPCM 8 luglio 2003 – "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" – G.U. n. 200 del 29/08/03;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell'11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica,

installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT”, trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;

- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione

di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);

- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 “Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili”;
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (“Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”);
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 (“Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche”);
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 (“Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”).
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (“Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche”);
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 (“Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche”);
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 (“Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione” e successive istruzioni).
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;

- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”).

14. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

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

- istanza al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Basilicata;
- la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
- a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

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

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Basilicata

- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell’Acqua
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Basilicata – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Basilicata – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo
- Regione Basilicata – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio
- Regione Basilicata – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI
- Provincia di Potenza – Servizio Ambiente
- Provincia di Potenza – Servizio Trasporti
- Comune di Colobraro, Comune di Tursi, Comune di Sant’Arcangelo;
- Ministero dell’Interno – Comando Vigili del Fuoco di Potenza
- Ministero dell’Interno – Comando Vigili del Fuoco di Matera
- Marina Militare - Comando Marittimo Sud - Taranto
- Aeronautica Militare -. Comando III Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio
- Ufficio Servitù Militari – Bari
- Comando Militare Esercito Basilicata – SM – Ufficio Personale Logistico e Servitù Militari – Potenza;
- ENAC e 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. e E-distribuzione S.p.a.

15. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

Le possibili alternative valutabili sono le seguenti:

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

15.1. Alternativa "0"

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

Preferire l'Alternativa "0" comporterebbe il precludere la possibilità di sfruttare la risorsa eolica e quindi, a livello più ampio e su scala nazionale, non contribuire ad incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con conseguente perdurare di utilizzo di fonti fossili e di emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra quali anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui incremento nell'atmosfera comporterebbe un aumento dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici. Di fatto, l'Unione Europea ha già stabilito i nuovi obiettivi relativi al 2030 in materia di energia e clima, individuati per la prima volta con il pacchetto "Clean Energy for all Europeans", sulla base del quale sono state emanate le Direttive europee vigenti e sono stati redatti i Piani di Azione Nazionale per l'Energia e il Clima.

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

Tabella 15.1.1. Obiettivi europei e italiani per l'energia – Fonte GSE

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

Il GSE, per esempio, stima che nel corso degli anni Venti di questo secolo la potenza installata

raggiungerà quota 19 gigawatt.

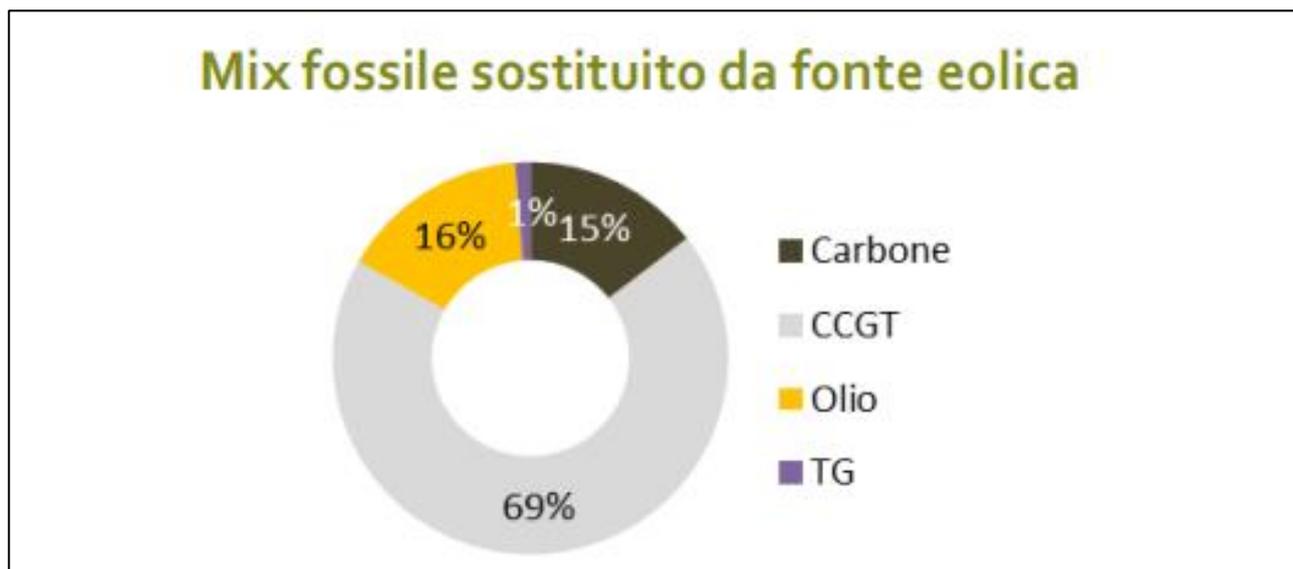


Figura 15.1.1: Ricostruzione del mix di tecnologie fossili sostituite dall'energia eolica – Fonte GSE

Tutto ciò si tradurrebbe, oltre che in un beneficio per la transizione energetica del paese, in un impatto significativo sull'occupazione. I green jobs legati all'eolico, infatti, potrebbero essere oltre 73mila nelle proiezioni da qui al 2030 fatte dall'ANEV con un impatto forte soprattutto in Puglia (11.600), Campania (8.600), Sicilia (6.800), Sardegna (6.800) e Lazio (5.500). Un terzo sarebbero gli occupati diretti, e due terzi gli indiretti.

In attesa della ridefinizione del Recovery Fund, il documento a cui fare riferimento è il PNIEC, secondo cui nel 2030 l'energia eolica italiana dovrebbe arrivare a circa 28.100 MW di capacità installata, di cui circa 2100 MW dall'eolico offshore. Questa capacità garantirebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a 53,4 TWh, ovvero superiore al 10% del consumo elettrico lordo nazionale. Tale scenario, secondo una stima dell'ANEV, contribuirebbe anche a incrementare l'occupazione con 73.000 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione.

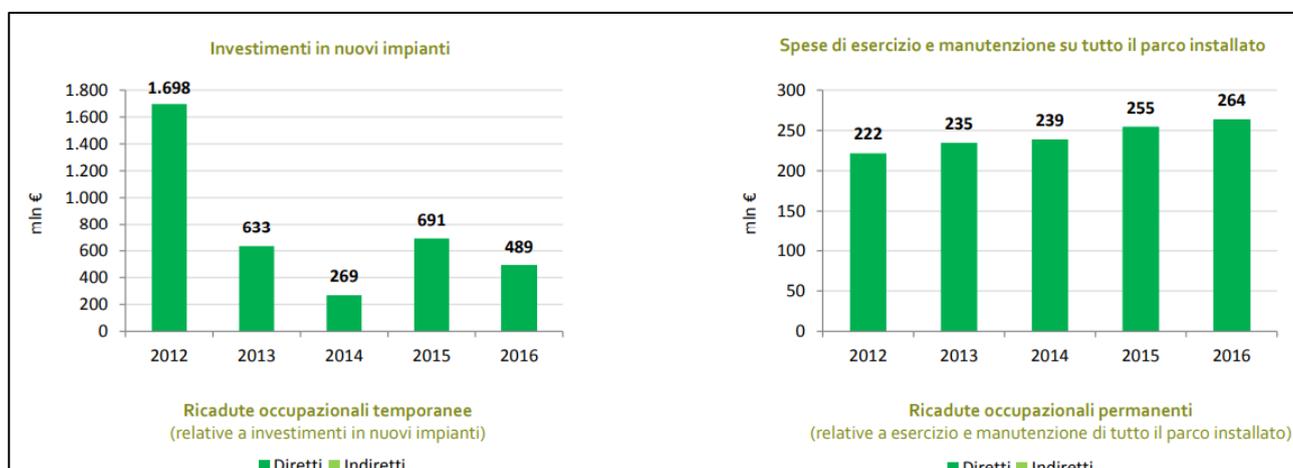


Figura 15.1.2. Stima ricadute occupazionali dell'eolico – Fonte GSE

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

L'aspetto più evidente e principalmente impattante è quello visivo, ma, come si è dimostrato in fase di valutazione dell'incidenza cumulata con altri impianti già presenti, l'incremento dell'impatto visivo e quindi dell'indice di affollamento risulta basso e tale da non modificare sostanzialmente la percezione del paesaggio.

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

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

Nello specifico tale eventualità preclude la possibilità di fornire un contributo alla transizione ecologica e all'indipendenza energetica del nostro Paese, in quanto il parco eolico in progetto assicura una produzione di circa 104,25 GWh/anno attraverso l'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, come trattato nell'elaborato di progetto "ANEG009 Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità". Una tale produzione serve a soddisfare il fabbisogno di circa 58.000 famiglie, aspetto che diviene sempre più importante vista la sempre maggiore richiesta energetica a livello domestico e industriale, conseguente allo sviluppo di nuove tecnologie auspicate nello scenario nazionale e internazionale.

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

L'impianto in progetto assicura un abbattimento di circa 51.708 tonnellate/anno di anidride carbonica, 60,47 tonnellate/anno di ossido di azoto, 96,95 tonnellate/anno di anidride solforosa e 2,57 tonnellate/anno di polveri.

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

Come riportato nel dettaglio nell'elaborato di progetto "ANEG002 Relazione generale del progetto", l'impianto comporta la creazione di circa 130 addetti diretti ed indiretti in fase di esercizio, di cui 65 diretti e 65 indiretti. Si assume che gli addetti per l'impianto in esame sono:

- 12 impiegati tecnici per la progettazione esecutiva;
- 7 tecnici per l'esecuzione dei lavori;
- 46 addetti per la fase di realizzazione delle opere (manovali, operai specializzati, autisti, etc).

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

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

15.2 Alternative di localizzazione

In merito alla selezione dell'area del parco sono state condotte alcune valutazioni preliminari guardando, in primo luogo, alla distanza più conveniente dalla stazione elettrica di trasformazione Terna, e allo stesso tempo escludendo le aree con maggiore presenza di siti tutelati, come specificato nell'Appendice A del PIEAR Basilicata, ovvero nei "Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" del PIEAR Basilicata, i quali indicano anche le aree e i siti non idonei all'installazione di tali impianti, riconducibili alle due macroaree tematiche:

- a) aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e archeologico;
- b) aree comprese nel Sistema Ecologico Funzionale Territoriale.

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

- l'esposizione a tutti i settori della rosa dei venti;
- la morfologia del territorio;
- l'adeguata distanza da fabbricati e strade esistenti, utilizzate da un elevato numero di veicoli;
- la distanza dal centro abitato e da beni monumentali presenti nell'area.

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

- ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- migliorare il sistema viario esistente al fine di facilitare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento;
- disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 486 m atta a minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna;
- condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

La disponibilità delle aree, necessaria per l'installazione degli aerogeneratori e le relative opere connesse, è garantita grazie alla Dichiarazione di Pubblica utilità ai sensi degli artt. 52-quater "Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità" e 52-quinquies "Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali" D.P.R. 327/2001 a conclusione del procedimento autorizzatorio di cui all'art.12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi. Inoltre, la definizione del layout di progetto è scaturita da una serie di considerazioni che riguardano le peculiarità del sito individuato per l'impianto in oggetto.

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

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

Inoltre, la scelta di aerogeneratori da 7,2 MW consente l'impiego di un numero ridotto di macchine, a parità di potenza, e una ridotta occupazione del territorio.

Le posizioni individuate per l'installazione delle turbine eoliche e per la stazione elettrica sono localizzate in un'area dove sono presenti strade tipo rurale che costituiranno, una volta adeguate, parte integrante della viabilità di progetto.

La scelta dell'area d'impianto è anche una conseguenza di una puntuale ricognizione dei ricettori esistenti nei luoghi ad essa limitrofi, che, come riportato nella presente trattazione, risultano essere ad una distanza superiore al valore di gittata calcolato (circa 263,20 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 5 m, circa 251,55 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 10 m e circa 275,24 m nel caso di rottura accidentale dell'intera pala) e, con riferimento a quelli sensibili, ad una distanza tale per cui i livelli di emissione acustica simulati non superino i limiti imposti dalle normative nazionali e locali.

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

15.3 Alternative dimensionali

L'impianto in progetto presenta una potenza nominale pari a 57,6 MW, prodotta da 8 aerogeneratori di potenza nominale pari a 7,2 MW ciascuno, altezza della torre valutata al mozzo pari a 125 m, rotore di diametro pari a 162 m.

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

La valutazione di producibilità preliminare condotta sul sito ha individuato come scelta migliore, perché consente la massimizzazione dell'energia netta immessa in rete, l'aerogeneratore V172 con al mozzo pari a 125 m e rotore di diametro pari a 172 m, da 7,2 MW.

Tale scelta avrebbe però, non avrebbe permesso l'attuazione degli indirizzi, in termini di corretto inserimento paesaggistico e ambientale, determinati dal PIEAR - Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale della Basilicata.

D'altra parte, la scelta di un aerogeneratore V150 con al mozzo pari a 135 m e rotore di diametro pari a 150 m, da 6 MW, sebbene con un numero di ore equivalenti maggiore, avrebbe determinato una immissione di energia in rete minore.

Per quanto sopra esposto, le caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore scelto sono ricadute macchina V162 HH125 da 7,2 MW, ritenuta idonea al contesto da un punto di vista della sicurezza della popolazione nel caso di accidentale rottura dell'organo rotante, del paesaggio e dell'efficienza energetica. Le caratteristiche dei dispositivi elettrici presenti all'interno della struttura della turbina in questione sono tali da non produrre un rilevante impatto elettromagnetico nelle arie adiacenti in quanto le emissioni restano confinate all'interno della struttura stessa.

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

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

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

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

15.4 Alternative progettuali

L'energia eolica offre diversi vantaggi, primo fra tutti, quello di essere un'energia pulita che non inquina, non produce rifiuti, si reperisce facilmente ed in modo costante e continuativo.

Ulteriore vantaggio è la durata nel tempo dei macchinari che, a confronto con quelli delle centrali geotermiche si smantellano e si riciclano più semplicemente, si attesta intorno ai 25 anni.

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

Di fatto, tra le rinnovabili elettriche l'eolico è tra le fonti che presentano mediamente i maggiori risparmi di gas serra per unità energetica prodotta (**Figura 7.4.1.**).

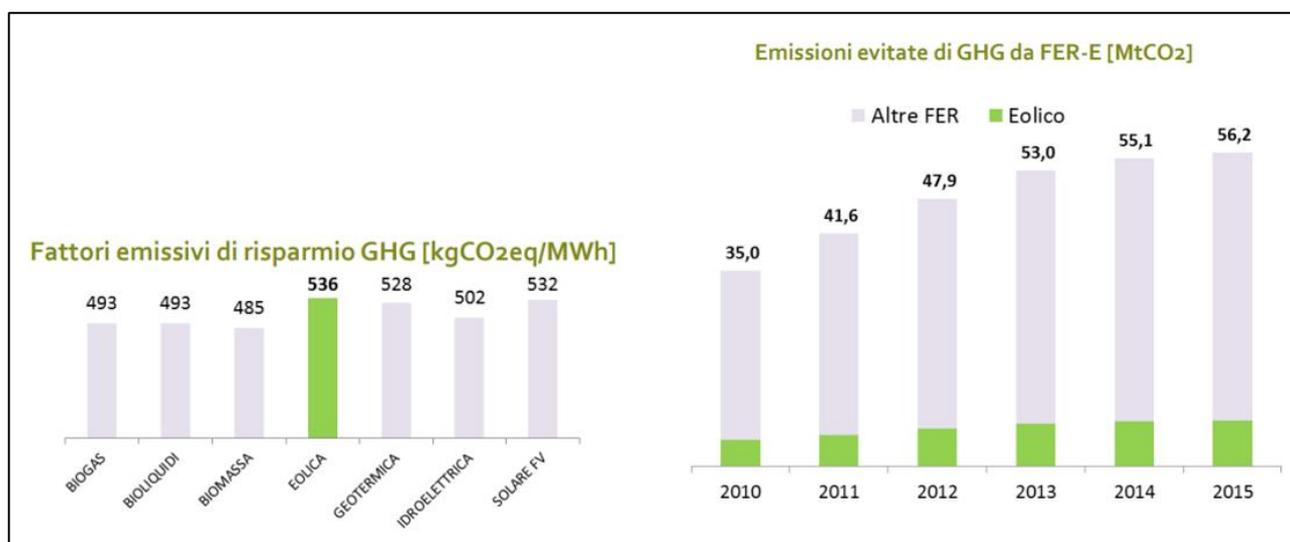


Figura 15.4.1. Emissioni di gas serra prodotte da diverse tecnologie FER – Fonte GSE

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

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

Tabella 15.4.1. Potenziale di riscaldamento globale di alcune fonti energetiche

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

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

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

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

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

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

Ciò nonostante, si passano in rassegna le due alternative sopra menzionate.

15.5 Alternativa progettuale 1

La prima alternativa progettuale presa in considerazione è quella di realizzare un impianto fotovoltaico che assicuri la medesima produzione annua di energia elettrica dell'impianto in progetto e che si trovi su un terreno agricolo ben esposto al sole e sufficientemente vicino allo stesso punto di connessione elettrica della RTN.

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

In particolare, considerando che le ore equivalenti sono definite come le ore annue durante le quali, ipoteticamente, un impianto genera energia elettrica alla massima potenza e che risultano pari al rapporto tra l'energia elettrica totale prodotta in un anno e la potenza nominale, l'impianto eolico in progetto è caratterizzato da 2011 ore equivalenti, mentre per l'impianto fotovoltaico tali ore si riducono a 1500.

Conseguentemente, l'impianto in progetto assicura una produzione di energia elettrica totale annua ipotetica di circa 104 GWh e al fine di assicurare la medesima produzione e poter sostenere un confronto verosimile, l'impianto fotovoltaico, a parità di perdite, preso in considerazione, quale prima alternativa progettuale, è caratterizzato da una potenza nominale pari a circa 104 GWh/1500 h, ovvero circa 69,3 MW.

L'alternativa progettuale considerata, quindi, è quella di un impianto fotovoltaico di circa 69,3 MW, costituito da 10 campi fotovoltaici da 6,9 MW, ognuno contenente 10.913 moduli FTV Candian Solar BiHiKu7 CS7N-635MB-AG da 635 W ciascuno.

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

Data l'orografia dell'area di progetto che ha caratteristiche morfologiche pianeggianti, l'impianto fotovoltaico verrà realizzato con pannelli fissi orientati a sud.

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

Alla luce di tali considerazioni, l'estensione del terreno utile per la produzione di 1 MW può essere ritenuta pari a circa 2 ettari, e pertanto l'area occupata per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 69 MW è pari a circa 138 ettari.

L'impianto eolico in progetto, invece, presenta un'occupazione del suolo di circa 15,76 ettari in fase di cantiere e 10,68 ettari in fase di esercizio (di maggiore durata rispetto alla fase precedente), di gran lunga inferiore ai 138 ettari da riservare all'impianto fotovoltaico; conseguentemente l'estensione del suolo utilizzato e sottratto all'agricoltura e alla flora è significativamente superiore rispetto al caso dell'impianto eolico in progetto.

In merito agli aspetti economici, tenendo in considerazione quanto riportato nel Quadro Economico (“ANEG003 Quadro economico”), l’impianto eolico in progetto ha un costo totale di circa 67,218 milioni di euro.

Considerando che il costo necessario alla costruzione di un impianto fotovoltaico ammonta a circa 1 milione per MW di potenza installata, l’impianto alternativo, ad oggi, presenta un ammontare di circa 69 milioni, superiore al valore previsto per la costruzione dell’impianto eolico in progetto.

Alle considerazioni fatte finora si aggiunge la difficoltà nell’individuazione di un’area di grandi dimensioni (circa 138 ettari), sufficientemente vicina al punto di connessione, che sia priva dei vincoli ambientali e paesaggistici imposti dalle normative vigenti.

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

15.6 Alternativa progettuale 2

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

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

Per questa tipologia di aerogeneratore e per le caratteristiche anemologiche del sito si stima un numero di ore equivalenti pari a 2000. Sulla base di questa ipotesi, per produrre la stessa quantità di energia sarebbe necessario installare 29 aerogeneratori per una potenza totale installata pari a 58 MW.

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

- impianto di progetto di 8 aerogeneratori di potenza unitaria 7,2 MW, altezza al mozzo pari a 125 m e rotore di diametro pari a 162 m.
- impianto di 29 aerogeneratori di potenza unitaria 2 MW, altezza mozzo pari a 95 m e rotore di diametro pari a 100 m.

Impatto visivo

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

n. aerogeneratori	Altezza Tip	Limite impatto (50 volte altezza Tip)
8	206	10.300 m
29	145	7.250 m

L'area vasta viene definita applicando il suddetto buffer al poligono che congiunge gli aerogeneratori più esterni, ne consegue che il poligono che include tutti gli aerogeneratori dell'impianto da 29 WTG è di molto più grande rispetto a quello da 8 WTG in quanto il criterio di posizionamento è guidato dalla vincolistica dell'area e dalla distanza reciproca degli aerogeneratori pari a 5 D nella direzione del vento e 3 D nella direzione ortogonale a quella prevalente del vento. Sulla base di questa valutazione e del numero maggiore di aerogeneratori si può affermare che l'impatto visivo e l'indice di affollamento prodotto dall'impianto di 29 WTG è maggiore rispetto a quello dovuto dal progetto di 8WTG.

La distanza di 5 diametri per la turbina da 7,2 MW è pari a 810 m, mentre per la turbina da 2 MW è pari a 500 m. Nelle aree prossime all'impianto, l'ampiezza del fronte visivo prodotto dai 29 aerogeneratori contro quello dovuto agli 8 in progetto è significativamente maggiore, con un effetto barriera superiore.

Impatto sul suolo

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

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

n. aerogeneratori	Area piazzole (fase di esercizio)	Viabilità di progetto (fase di esercizio)	TOTALE
8	3.649,85 mq x 8 = 29.198 mq	8.128,86 m x 5 m = 40644,3 mq	69.842,3 mq
29	1.000 mq x 29 = 29.000 mq	3,625 x 8.128,86m x 4,5 m = 132.602,03 mq	161.602,03mq

Tale valutazione di massima ha messo in evidenza che il suolo occupato da un impianto costituito con WTG da 2 MW è oltre il doppio di quello occupato con macchine da 7,2 MW, a parità di energia prodotta, con conseguente maggiore consumo del suolo agricolo.

Impatto su flora-fauna ed ecosistema

Nel caso in cui si consideri l'installazione degli aerogeneratori da 2 MW è evidente che il maggiore utilizzo del suolo e comunque la presenza di aerogeneratori su un'area molto più ampia accentua l'impatto su fauna e flora.

La presenza di un maggior numero di aerogeneratori genera un maggiore effetto barriera sull'avifauna anche in considerazione del fatto che gli aerogeneratori da 2 MW possono essere ad una distanza minima

di 300 m (3 diametri rotore da 100 m), contro la distanza minima di 486 m (3 diametri rotore da 162 m) degli aerogeneratori da 7,2 MW.

Pertanto, anche in termini di impatto su flora e fauna l'installazione di 29 aerogeneratori genera un maggiore impatto.

Impatto acustico

Per le due soluzioni tecnologiche in analisi, gli aerogeneratori saranno posti ad una distanza di sicurezza dalle abitazioni al fine di avere un impatto trascurabile sulla salute umana. Di contro le 29 WTG occupando un'area maggiore risulteranno maggiormente diffuse sul territorio ed in generale avranno un impatto acustico maggiore sulla fauna e l'avifauna.

Quadro Economico

Il Quadro economico del progetto per la realizzazione di 8 aerogeneratori da 7,2 MW riporta un costo totale di realizzazione pari a circa 67,2 milioni ovvero 1,16 Mln/MW.

Essendo l'impianto da 2 MW di potenza complessiva pari a 58 MW, sulla base del costo/MW stimato sopra, si può considerare un costo totale di realizzazione pari a circa 67,6 milioni di euro.

Tale incremento è giustificato in quanto per la realizzazione di 29 aerogeneratori di potenza pari a 2 MW si richiedono maggiori opere elettriche (maggiore lunghezza dei cavidotti) e di opera civili (maggiore lunghezza delle piste di accesso, numero superiore di fondazioni, in generale un cantiere più ampio etc) con un incremento di costi che viene stimato pari al 0,6 %.

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

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

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

16. SINTESI DEI RISULTATI

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

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

17. CONCLUSIONI

Il progetto si inserisce in un contesto politico globale che mira alla transizione ecologica a livello nazionale ed europeo e a rendere il nostro Paese maggiormente indipendente da fonti energetiche straniere. Il Parco eolico Ischia Anzi, grazie all'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, rende possibile la produzione di circa 104 GWh/annui utili a soddisfare il fabbisogno energetico di circa 58.000 nuclei famigliari.

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

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

- la popolazione e la salute umana non subiscono un impatto negativo dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico per il rispetto di tutte le norme vigenti, bensì riceveranno un impatto positivo a livello occupazione, in fase di costruzione e di esercizio, e di miglioramento della qualità dell'aria grazie all'abbattimento della quantità di CO₂ immessa nell'atmosfera da parte di altre tipologie di impianti di produzione energia elettrica da fonti fossili;
- la Biodiversità, l'aria e l'acqua non subiscono sostanziali impatti negativi in quanto il progetto non viene realizzato in zone protette e di conservazione di particolari specie animali o vegetali, grazie al basso indice di occupazione del suolo in fase di esercizio e per il piano di monitoraggio e mitigazione previsto per la protezione dell'avifauna;

- il paesaggio subisce una modifica legata alle dimensioni degli aerogeneratori, ma si ritiene che tale impatto sia compatibile con l'area interessata grazie agli accorgimenti di mitigazione dell'impatto in fase di progettazione e la scelta di un'area che si presta per sue caratteristiche paesaggistiche alla produzione di energia eoliche per l'ottenimento dei benefici di cui sopra e per contribuire alla transizione ecologica necessaria alla sostenibilità dell'ambiente e a rendere maggiormente indipendente la nostra Nazione dal punto di vista energetico, alla luce dell'attuale contesto politico mondiale.