

AUTORIZZAZIONE UNICA EX D. LGS. N. 387/2003



**REGIONE
BASILICATA**

Progetto Definitivo

Parco Eolico Albano

Titolo elaborato:

Sintesi Non Tecnica

REDDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	
EP	GD	GD	EMISSIONE	15/03/24	0	0

PROPONENTE



CLEAN ENERGY PRIME SRL

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

CONSULENZA



GEODOR SRL

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

PROGETTISTA

Ing. Gaetano D'Oronzio

Codice
ALSA160

Formato A4

Scala

Foglio 1 di 74

INDICE

1.PREMESSA	4
2.DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
2.1.CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE	8
2.2.VIABILITÀ E PIAZZOLE	10
2.3.DESCRIZIONE OPERE ELETTRICHE	12
2.3.1.AEROGENERATORI	12
2.3.2.LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO MT	13
2.3.3.STAZIONE ELETTRICA UTENTE DI TRASFORMAZIONE	17
2.3.4.LINEA ELETTRICA DI COLLEGAMENTO AT	19
2.3.5.STAZIONE ELETTRICA DELLA RTN TERNA 150/36 KV DI BRINDISI MONTAGNA	19
3.DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	20
3.1.COSTRUZIONE	20
3.1.1.OPERE CIVILI	20
3.1.2.OPERE ELETTRICHE E DI TELECOMUNICAZIONE	21
3.1.3.INSTALLAZIONE AEROGENERATORI	22
3.2.ESERCIZIO E MANUTENZIONE	22
3.3.DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	22
4.FINALITÀ DEL PROGETTO	22
4.1.DIMINUZIONE DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DI ANIDRIDE CARBONICA	23
5.PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	24
6.INSERIMENTO SUL TERRITORIO	25
6.1.CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI	26
7.SICUREZZA DELL'IMPIANTO	27
7.1.EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING	28
7.2.IMPATTO ACUSTICO	28
7.3.IMPATTO ELETTRROMAGNETICO	29
7.4.ROTTURA ACCIDENTALE DI ORGANI ROTANTI	29
8.INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	30
8.1.CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ DELL'AREA D'IMPIANTO	30
8.2.CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DELL'AREA D'INTERVENTO	32
8.3.CLASSIFICAZIONE SISMICA	36
8.4.INFRASTRUTTURE VIARIE PRESENTI	37

8.5.OPERE PRESENTI INTERFERENTI	37
9.VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	38
9.1.1.CARATTERISTICHE DEL PAESAGGIO	41
10.VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	46
11.RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	49
12.INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	53
12.1.NORMATIVA DI RIFERIMENTO	53
12.2.PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	59
13.ANALISI DELLE ALTERNATIVE	61
13.1.ALTERNATIVA "0"	61
13.2.ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	64
13.3.ALTERNATIVE DIMENSIONALI	66
13.4.ALTERNATIVE PROGETTUALI	67
14.SINTESI DEI RISULTATI	73
15.CONCLUSIONI	73

1. **PREMESSA**

La **Clean Energy Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Basilicata, denominato “Parco Eolico Albano”, nel territorio dei comuni di Albano di Lucania (PZ) e Tricarico (MT). L'impianto sarà dotato di una potenza totale pari a 54,0 MW e con punto di connessione in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 150 kV/36kV, 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 società, 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).

Il presente elaborato è parte integrante dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al “Parco Eolico Albano” e ne costituisce **La Sintesi Non Tecnica** finalizzata a divulgare i principali contenuti del suddetto Studio. Il suo obiettivo è quello di rendere più facilmente comprensibile al pubblico i contenuti dello SIA, generalmente complessi e di carattere prevalentemente tecnico e specialistico, in modo da supportare efficacemente la fase di consultazione pubblica nell'ambito del processo di VIA di cui all'art. 24 e 24-bis del D.Lgs. 152/2006.

Il documento si prefigge la finalità di migliorare la qualità dell'informazione ambientale e di sensibilizzare l'attenzione delle comunità locali sugli aspetti ambientali connessi ai processi di trasformazione del territorio, evidenziando i temi più significativi attraverso modalità di elaborazione più semplici che rendano più agevole la comprensione da parte di un pubblico non esperto.

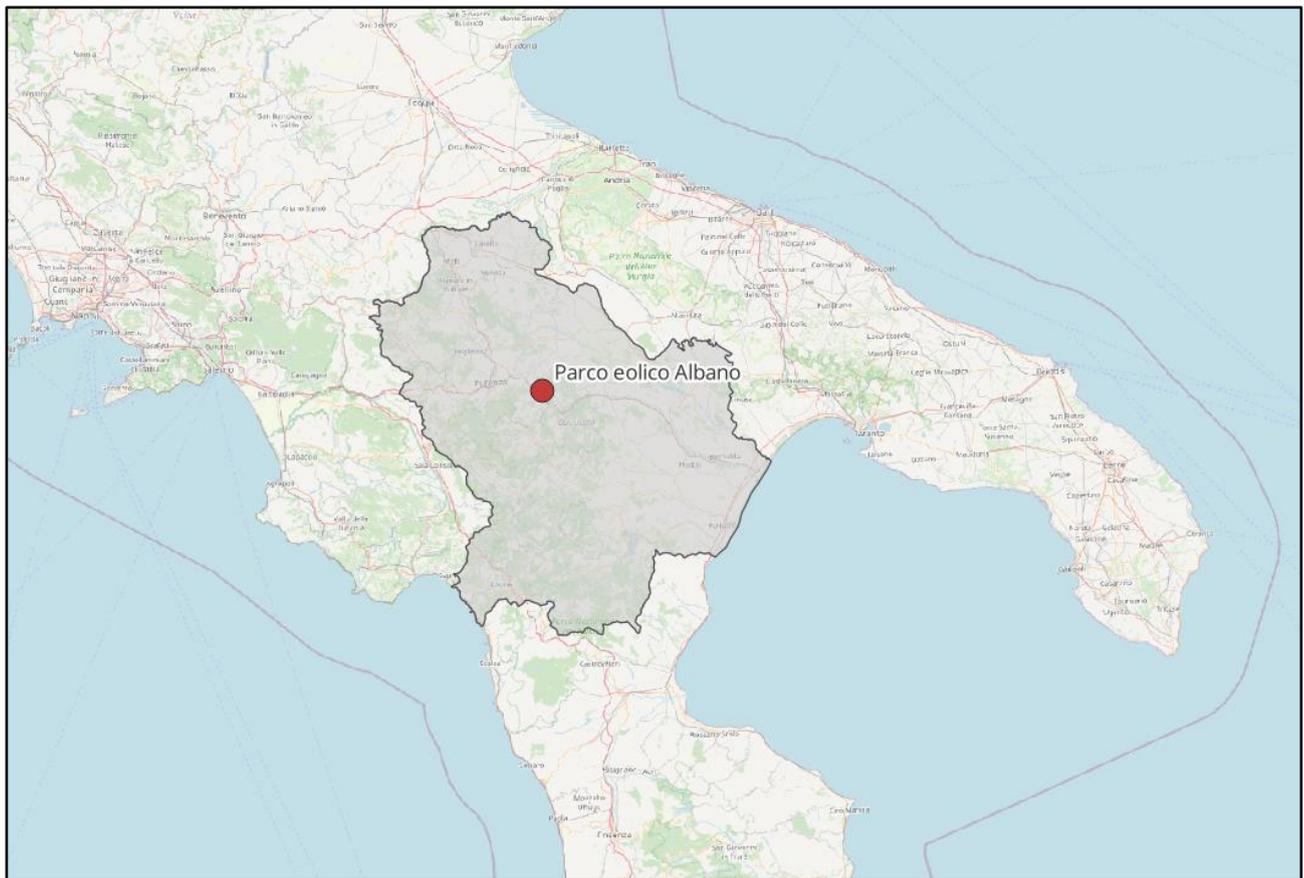


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Albano

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza totale pari a 54 MW ed è costituito da 9 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6 MW, altezza della torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante cavi interrati in Media Tensione a 33 kV che convogliano l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 36/33 kV, collegata alla Stazione Elettrica (SE) 150/36 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Brindisi Montagna attraverso 2 cavi interrati a 36 kV.

L'impianto interessa prevalentemente i Comuni Albano di Lucania (PZ), dove ricadono 6 aerogeneratori, Tricarico (MT), dove ricadono 3 aerogeneratori, e il Comune di Brindisi Montagna, dove sono ubicate la SEU 36/33 kV e la SE della RTN Terna 150/36 kV (**Figura 2.1**).

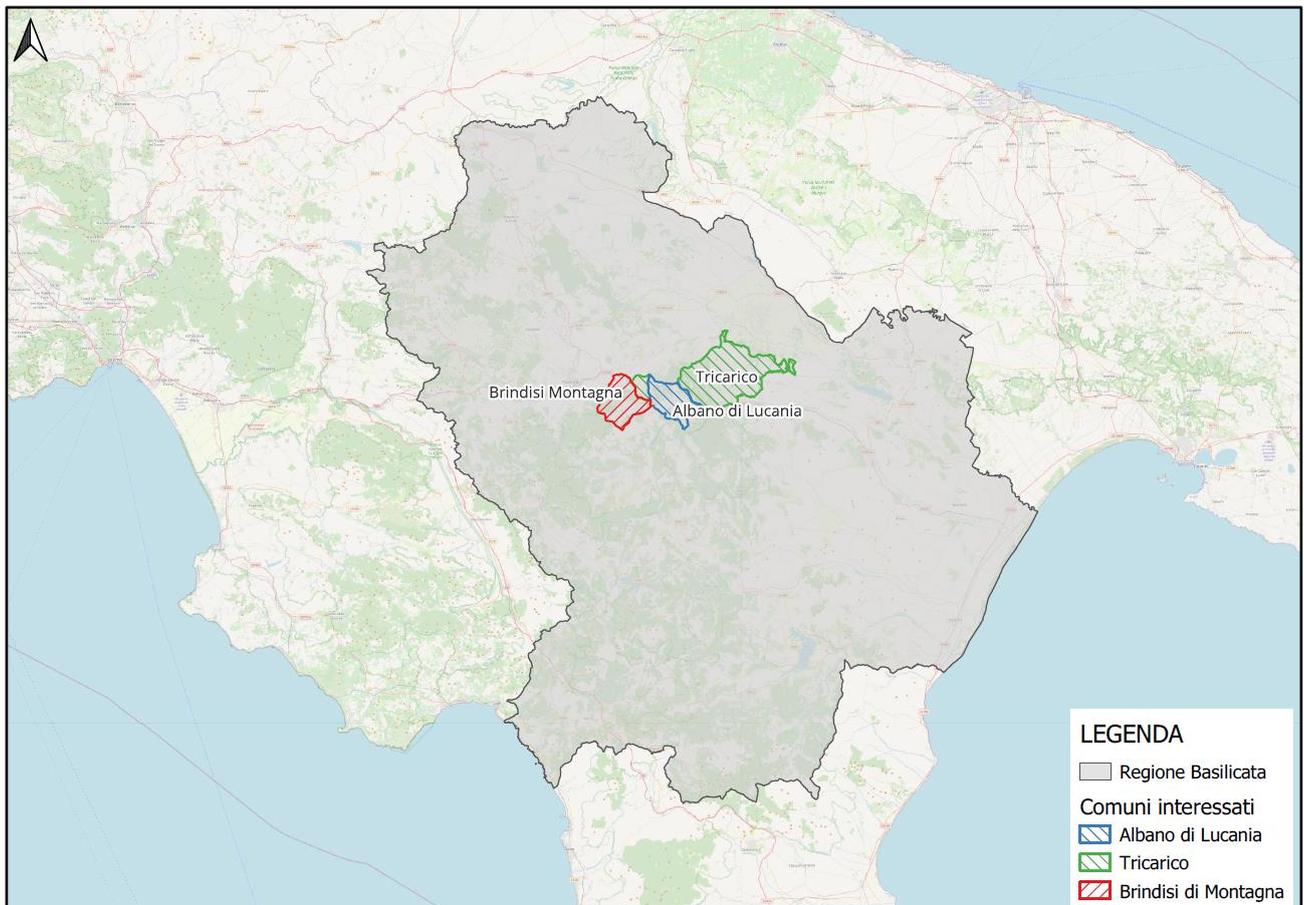


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

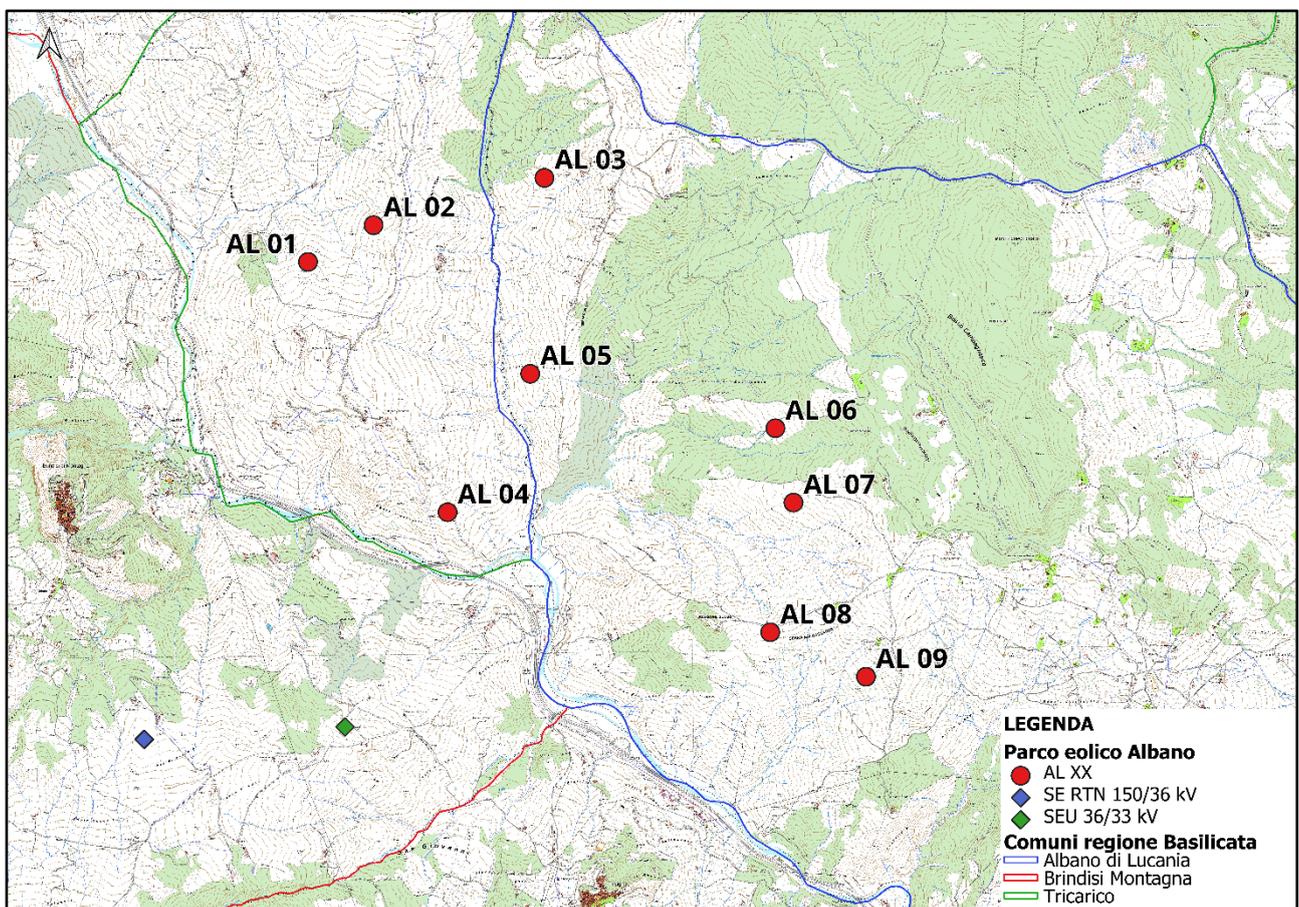


Figura 2.2: Layout d’impianto su CTR con i limiti amministrativi dei comuni interessati

Il parco eolico può essere inteso come suddiviso in due parti (**Figura 2.3**): la zona 1, ricadente nel territorio comunale di Tricarico (MT) e in parte nella zona occidentale del Comune di Albano di Lucania, costituita da 5 WTG (AL01, AL02, AL03, AL04, AL05), e la zona 2, ricadente interamente nel comune di Albano di Lucania a Nord - Ovest del centro abitato, costituita da 4 WTG (AL06, AL07, AL08, AL09).

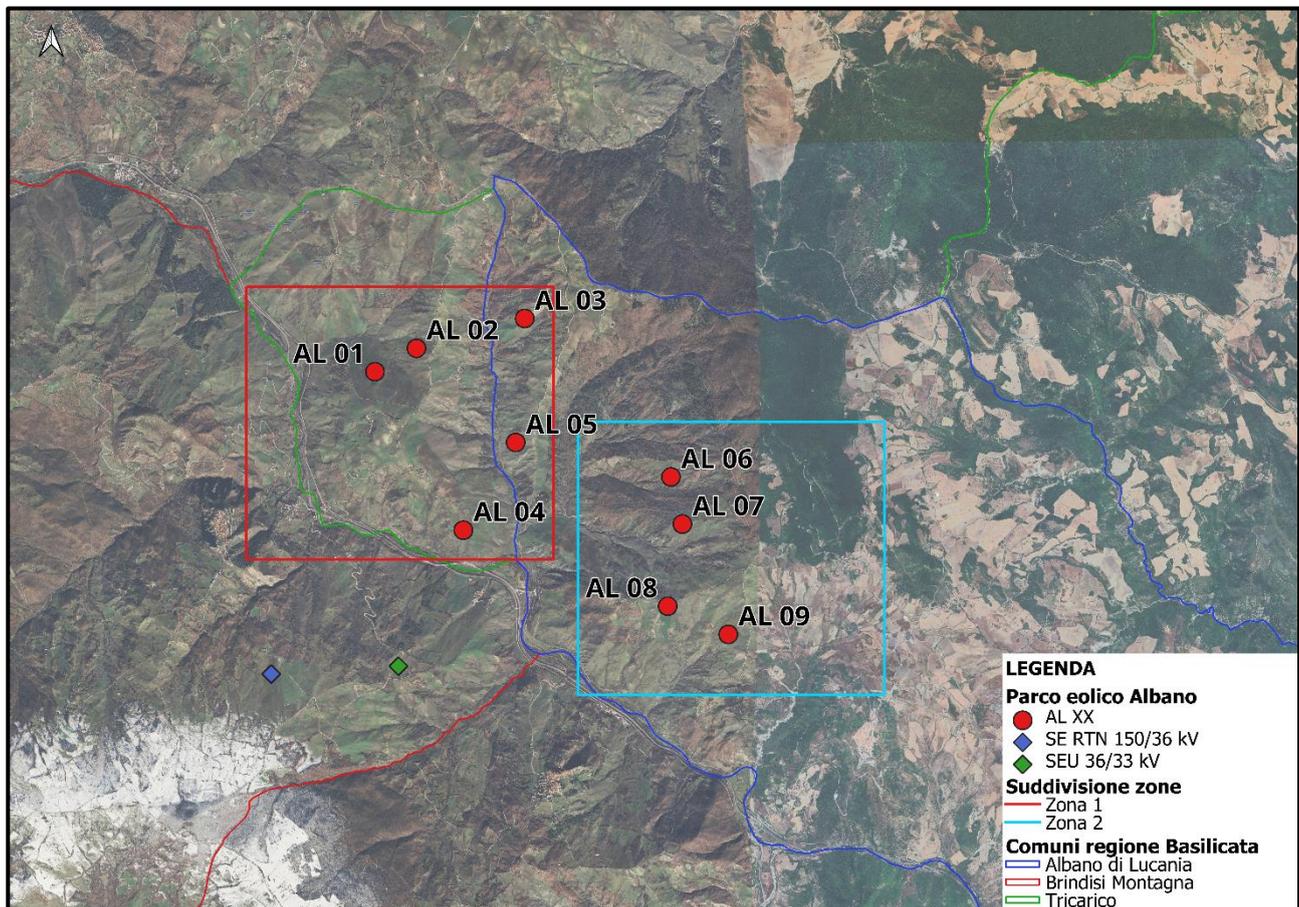


Figura 2.3: Layout d’impianto su ortofoto suddiviso in zone: Zona 1 (rettangolo rosso) e Zona 2 (rettangolo ciano)

Le turbine eoliche sono collegate mediante un sistema di linee elettriche interrato di Media Tensione a 33 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell’impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

La SEU 36/33 kV è posizionata in prossimità del punto di connessione finale alla RTN, a Sud-Ovest rispetto alle citate due zone, ed è a sua volta collegata alla nuova SE della RTN Terna 150/36 kV, ubicata nel Comune di Brindisi di Montagna, mediante un sistema di 2 linee elettriche interrato a 36 kV.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna (CP 202101863) prevede che l’impianto eolico in progetto venga collegato in antenna a 36 kV sulla suddetta Stazione Elettrica della RTN a 150/36 kV, di futura realizzazione e da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Potenza Est - Salandra", previa realizzazione dei seguenti interventi:

- nuovo elettrodotto RTN a 150 kV tra le SSE Vaglio RT e la SE RTN a 150 kV “Vaglio”, come previsto dal Piano di Sviluppo Terna (intervento 532-P);
- raccordi della linea RTN a 150 kV “Campomaggiore-Salandra” alla SE RTN a 380/150 kV “Garaguso”, come previsto dal Piano di Sviluppo Terna (intervento 510-P);
- potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Potenza Est - Salandra", nel tratto compreso tra la CP Potenza Est e i raccordi suddetti, e rimozione dei relativi elementi limitanti.

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.

Il percorso ipotizzato prevede di partire dal Porto di Taranto ed arrivare in sito passando per la E90, la SP3, la SS7, la SS655, la SS96bis, la SP123 SP96 e la SS7 (**Figura 2.4**).

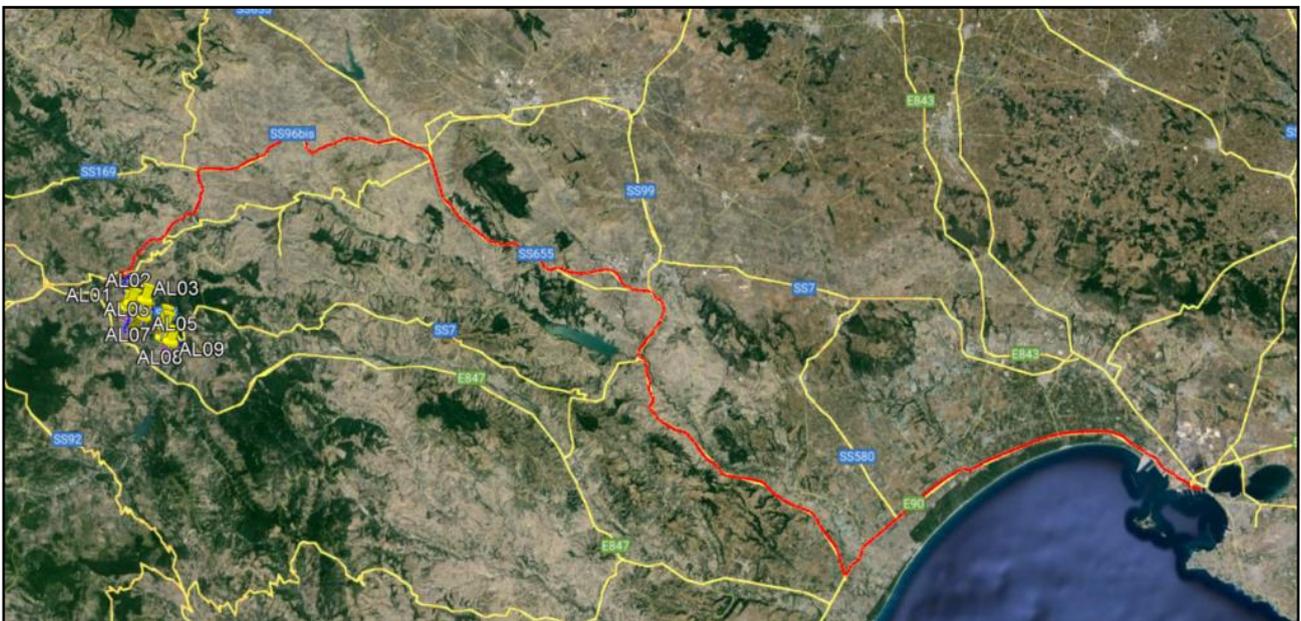


Figura 2.4: Layout d’impianto con viabilità di accesso dal Porto di Taranto (linee rosse) su immagine satellitare

Per maggiori dettagli si veda l’elaborato “ALEG024 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 Siemens Gamesa SG170, di potenza nominale pari a 6,0 MW, altezza torre all’hub pari a 135 m e diametro del rotore pari a 170 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.

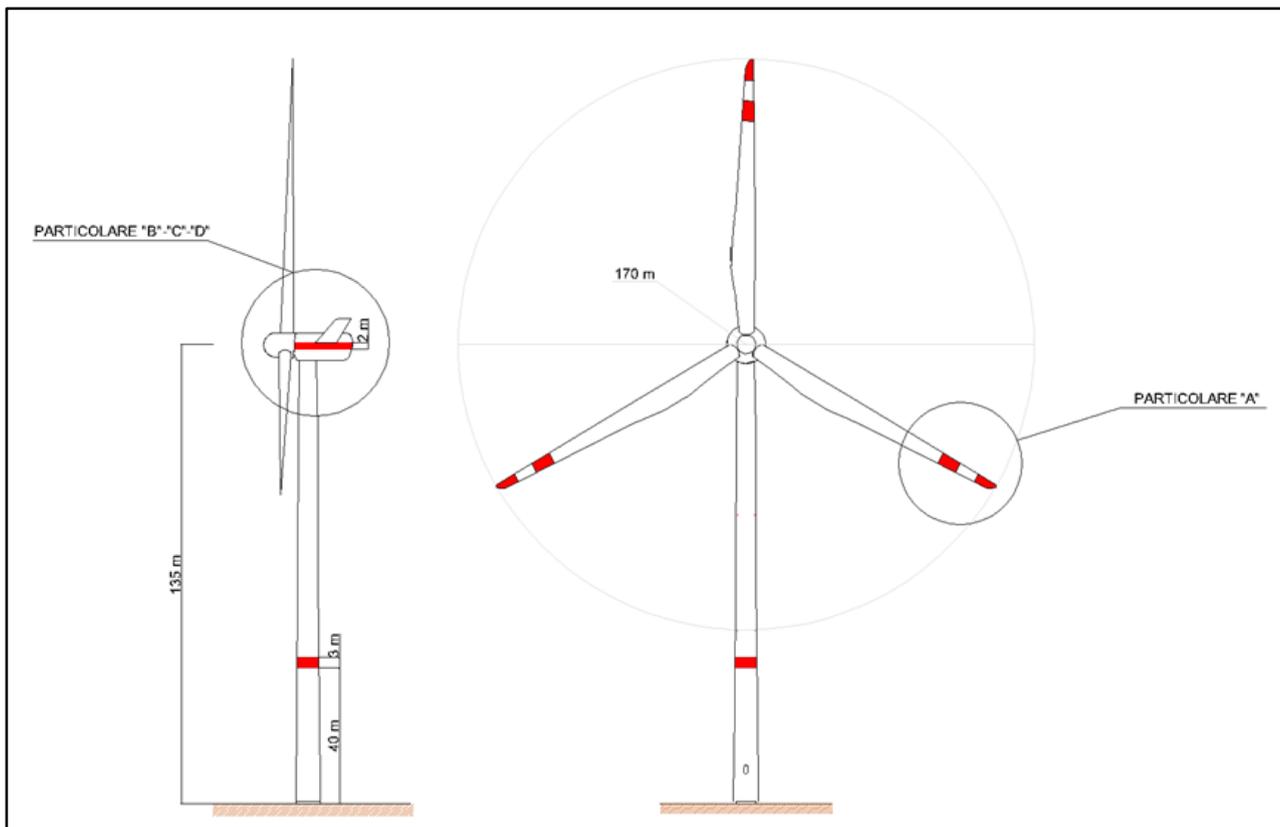


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6,0 MW – HH = 135 m – D = 170 m

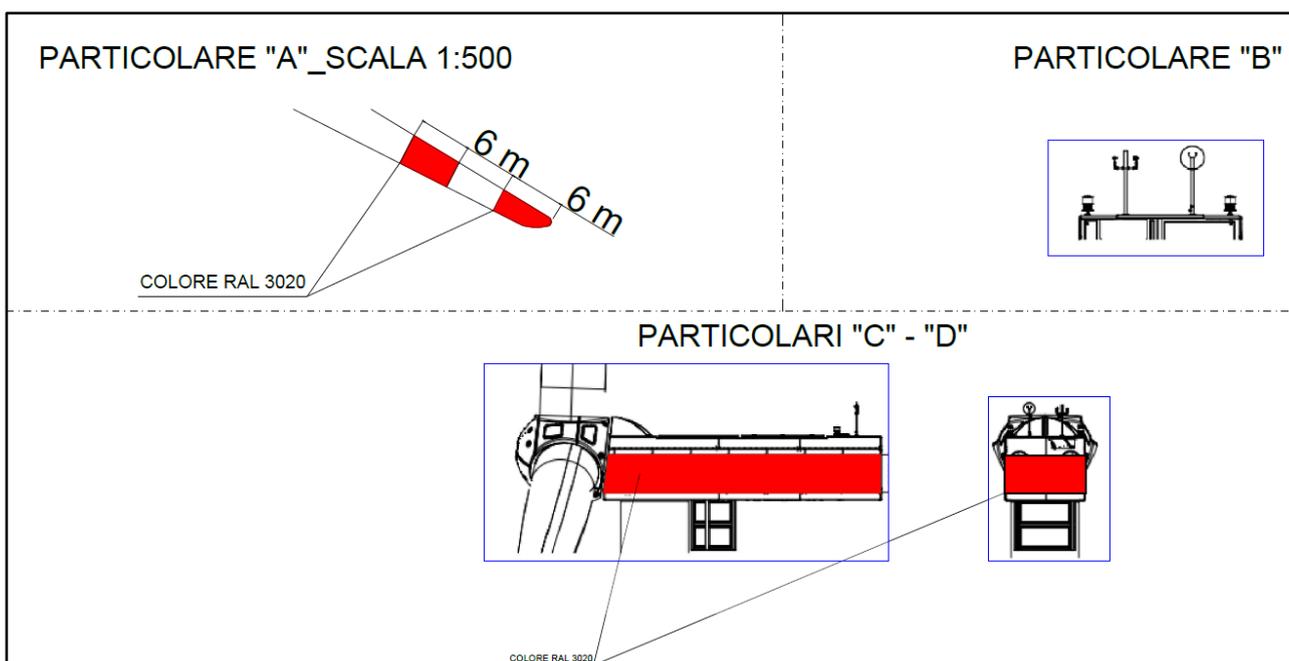


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6,0 MW – HH = 135 m – D = 170 m

Rotor		Grid Terminals (LV)	
Type.....	3-bladed, horizontal axis	Baseline nominal power..	6.0MW/6.2 MW
Position.....	Upwind	Voltage.....	690 V
Diameter.....	170 m	Frequency.....	50 Hz or 60 Hz
Swept area.....	22,698 m ²	Yaw System	
Power regulation.....	Pitch & torque regulation with variable speed	Type.....	Active
Rotor tilt.....	6 degrees	Yaw bearing.....	Externally geared
Blade		Yaw drive.....	Electric gear motors
Type.....	Self-supporting	Yaw brake.....	Active friction brake
Single piece blade length	83,3 m	Controller	
Segmented blade length:		Type.....	Siemens Integrated Control System (SICS)
Inboard module.....	68,33 m	SCADA system.....	Consolidated SCADA (CSSS)
Outboard module.....	15,04 m	Tower	
Max chord.....	4.5 m	Type.....	Tubular steel / Hybrid
Aerodynamic profile.....	Siemens Gamesa proprietary airfoils	Hub height.....	100m to 165 m and site- specific
Material.....	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)	Corrosion protection.....	
Surface gloss.....	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	Surface gloss.....	Painted
Surface color.....	White, RAL 9018	Color.....	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Aerodynamic Brake		Operational Data	
Type.....	Full span pitching	Cut-in wind speed.....	3 m/s
Activation.....	Active, hydraulic	Rated wind speed.....	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Load-Supporting Parts		Cut-out wind speed.....	25 m/s
Hub.....	Nodular cast iron	Restart wind speed.....	22 m/s
Main shaft.....	Nodular cast iron	Weight	
Nacelle bed frame.....	Nodular cast iron	Modular approach.....	Different modules depending on restriction
Mechanical Brake			
Type.....	Hydraulic disc brake		
Position.....	Gearbox rear end		
Nacelle Cover			
Type.....	Totally enclosed		
Surface gloss.....	Semi-gloss, <30 / ISO2813		
Color.....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018		
Generator			
Type.....	Asynchronous, DFIG		

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.

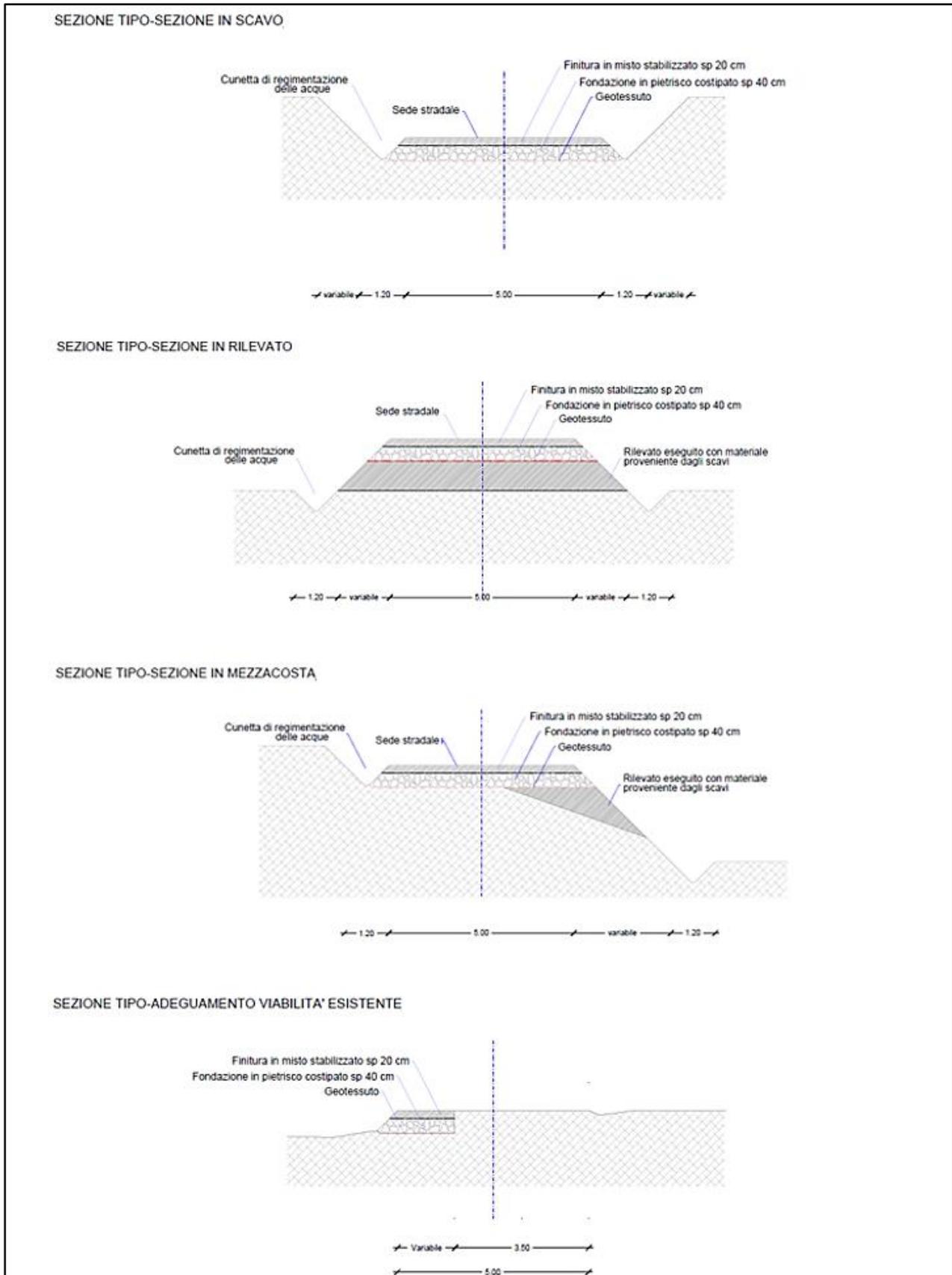


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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**).

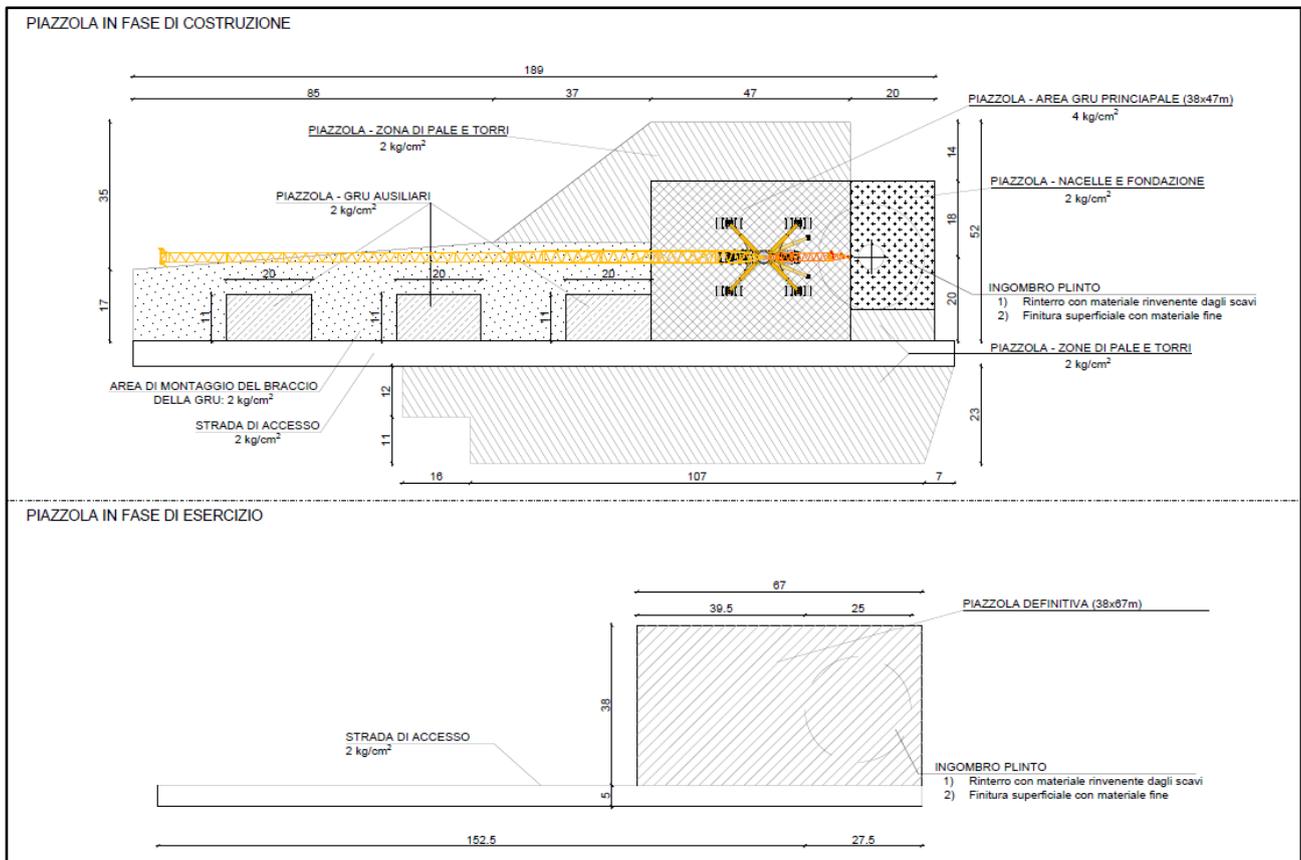


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori 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 fra loro e a loro volta si connettono alla Stazione Elettrica Utente tramite un cavidotto interrato. All'interno della sottostazione è ubicato il 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 33 kV/BT;
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 33 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 Albano è caratterizzato da una potenza complessiva di 54 MW, ottenuta da 9 aerogeneratori di potenza di 6 MW ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante terne di cavi in Media Tensione a 33 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C, e D) di 2 o 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti è associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza rappresentativa, come esplicitato dalla seguente tabella:

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	AL 05 – AL 03	12,0
CIRCUITO B	AL 01 – AL 02 – AL 04	18,0
CIRCUITO C	AL 06 – AL 07	12,0
CIRCUITO D	AL 08 – AL 09	12,0

Tabella 2.3.2.1: Distribuzione linee a 33 kV

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione e perdite di potenza e l'ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci e in fine linea, è riportato nella **Figura 2.3.2.1**.

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci e ognuno dei 4 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 36/33 kV.

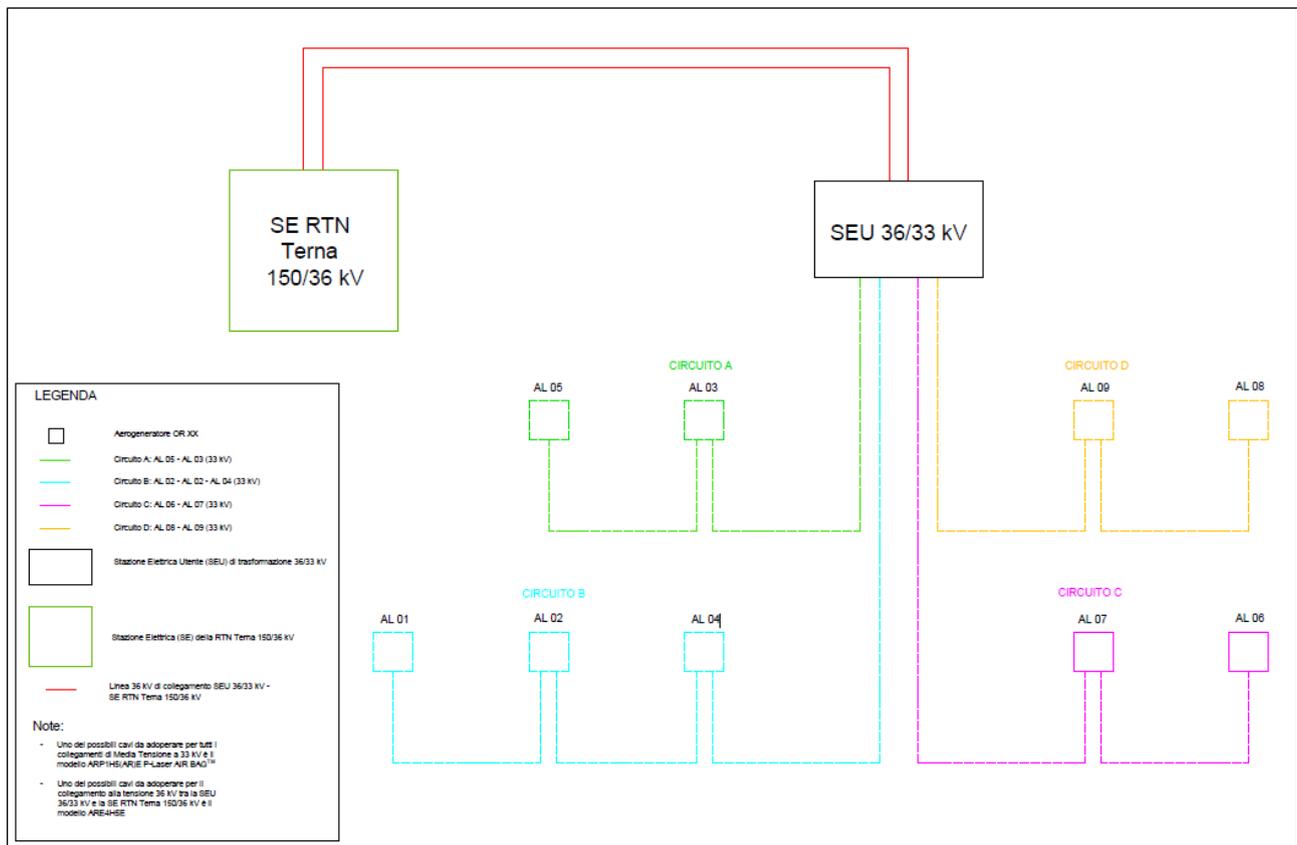


Figura 2.3.2.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Albano

I cavi utilizzati per i collegamenti interni ai singoli circuiti e per il collegamento di ogni circuito alla SEU 36/33 kV sono del tipo standard in alluminio con schermatura elettrica e protezione meccanica integrata. In particolare, uno dei possibili cavi da impiegare per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™ (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

Come anticipato, per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa e meccanicamente protetto.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 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 0,20 m.

Le figure seguenti, nelle quali le misure sono espresse in mm, mostrano la modalità di posa nel caso di una o più terne presenti in trincea (maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "ALOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente").

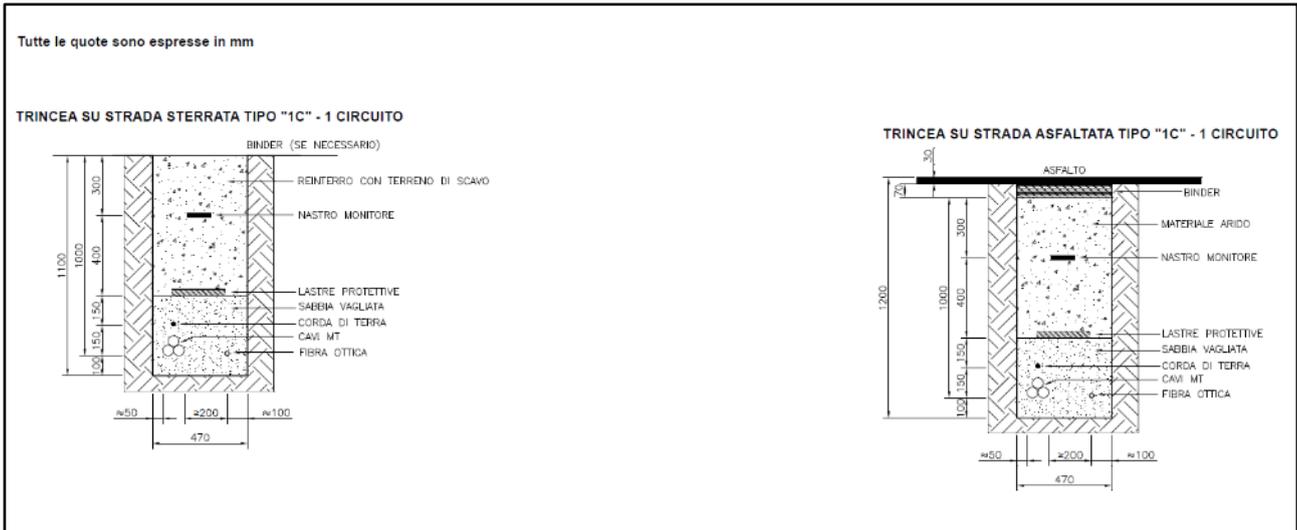


Figura 2.3.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

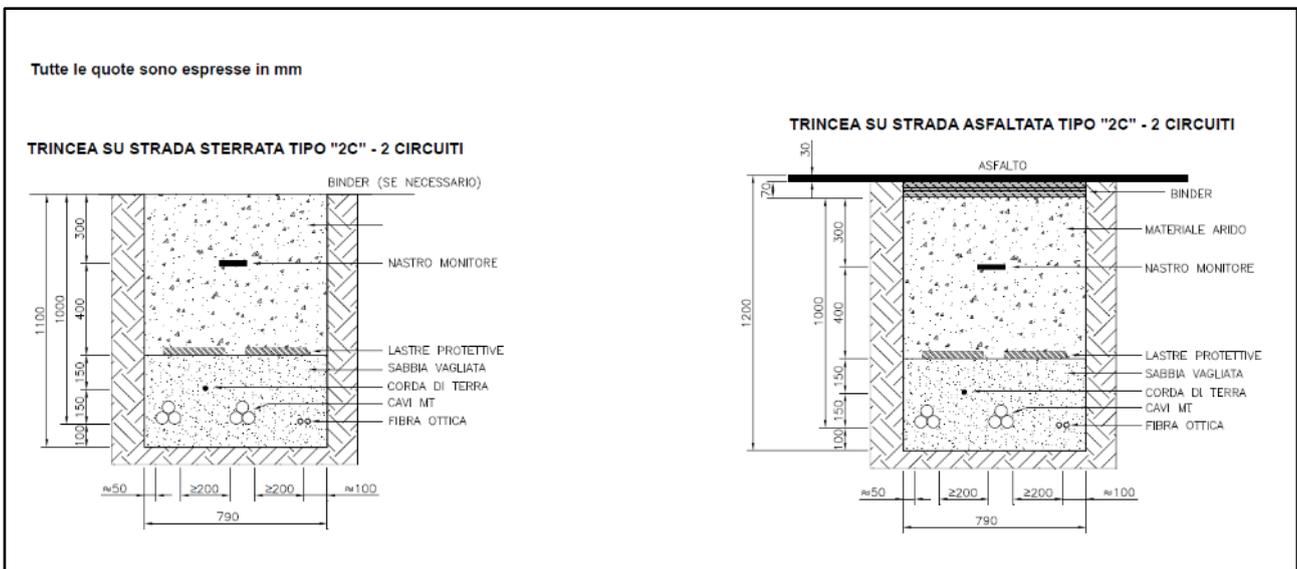


Figura 2.3.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

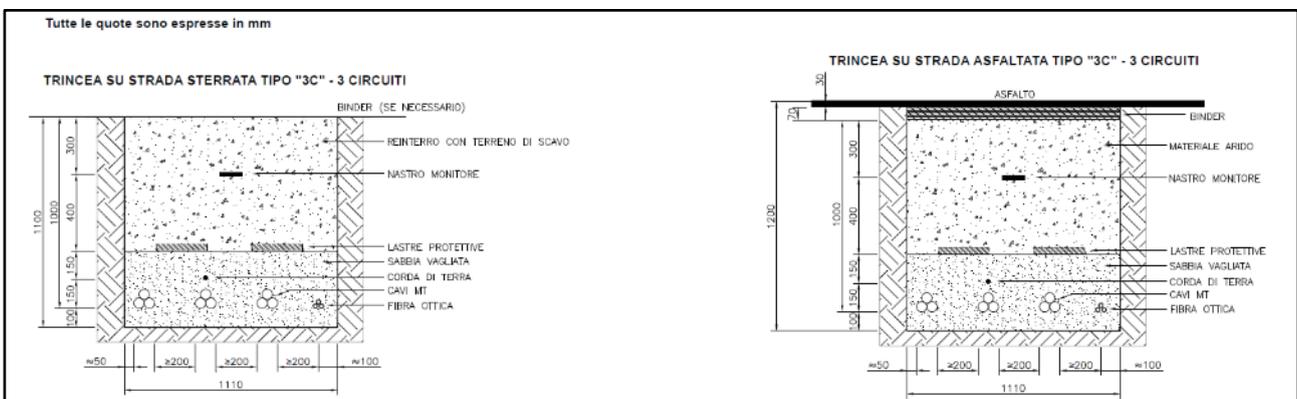


Figura 2.3.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

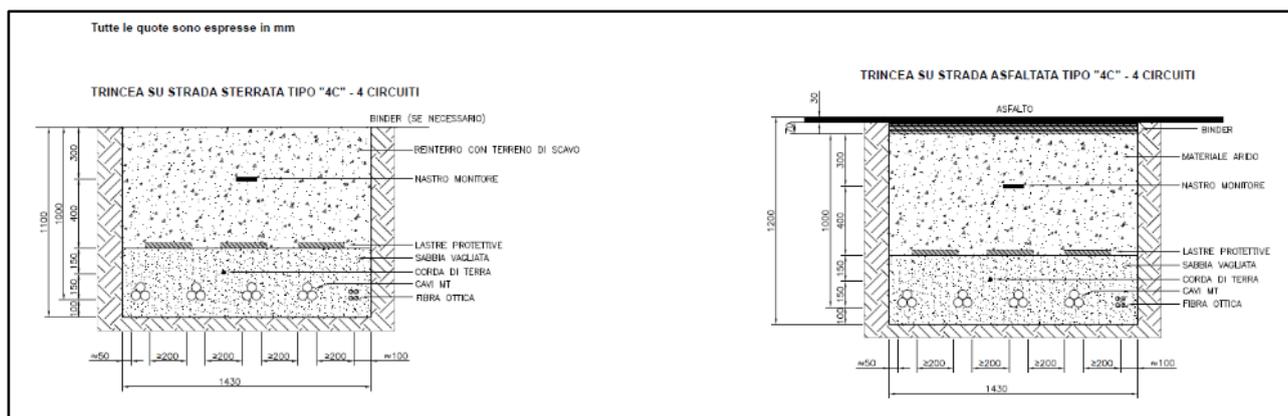


Figura 2.3.2.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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.

Per realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto, come previsto dal progetto, si adoperava 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 e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti.

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm^2 , interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 33 kV e di fibra ottica e ad una profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata (elaborato di progetto "ALOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente").

Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a 95 mm^2 del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di 95 mm^2 .

In definitiva, si realizza una maglia di terra complessiva in grado di ottenere una resistenza di terra con

un più che sufficiente margine di sicurezza, in accordo con la Normativa vigente.

2.3.3. Stazione Elettrica Utente di trasformazione

La Stazione Elettrica Utente di trasformazione 36/33 kV è localizzata in un'area caratterizzata da una debole pendenza nella zona sudoccidentale rispetto agli aerogeneratori.

All'interno della SEU 36/33 kV sono installati 2 trasformatori 36/33 kV di potenza non inferiore a 35 MVA ONAN/ONAF.

La planimetria elettromeccanica della sottostazione e le caratteristiche delle apparecchiature presenti sono riportate in dettaglio rispettivamente negli elaborati di progetto "ALOE074 Sottostazione Elettrica Utente - planimetria e sezioni elettromeccaniche" e "ALOE072 Schema unifilare impianto utente".

Le sezioni MT e BT sono costituite da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 33/0,4 kV 200 kVA;
- quadri MT a 33 kV;
- sistema di protezione 36 kV, MT, BT;
- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 33 kV comprendono:

- scomparti di sezionamento linee di campo;
- scomparto trasformatore ausiliario;
- scomparto di misura;
- scomparto Shunt Reactor;
- scomparto Bank Capacitor.

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 36/33 kV.

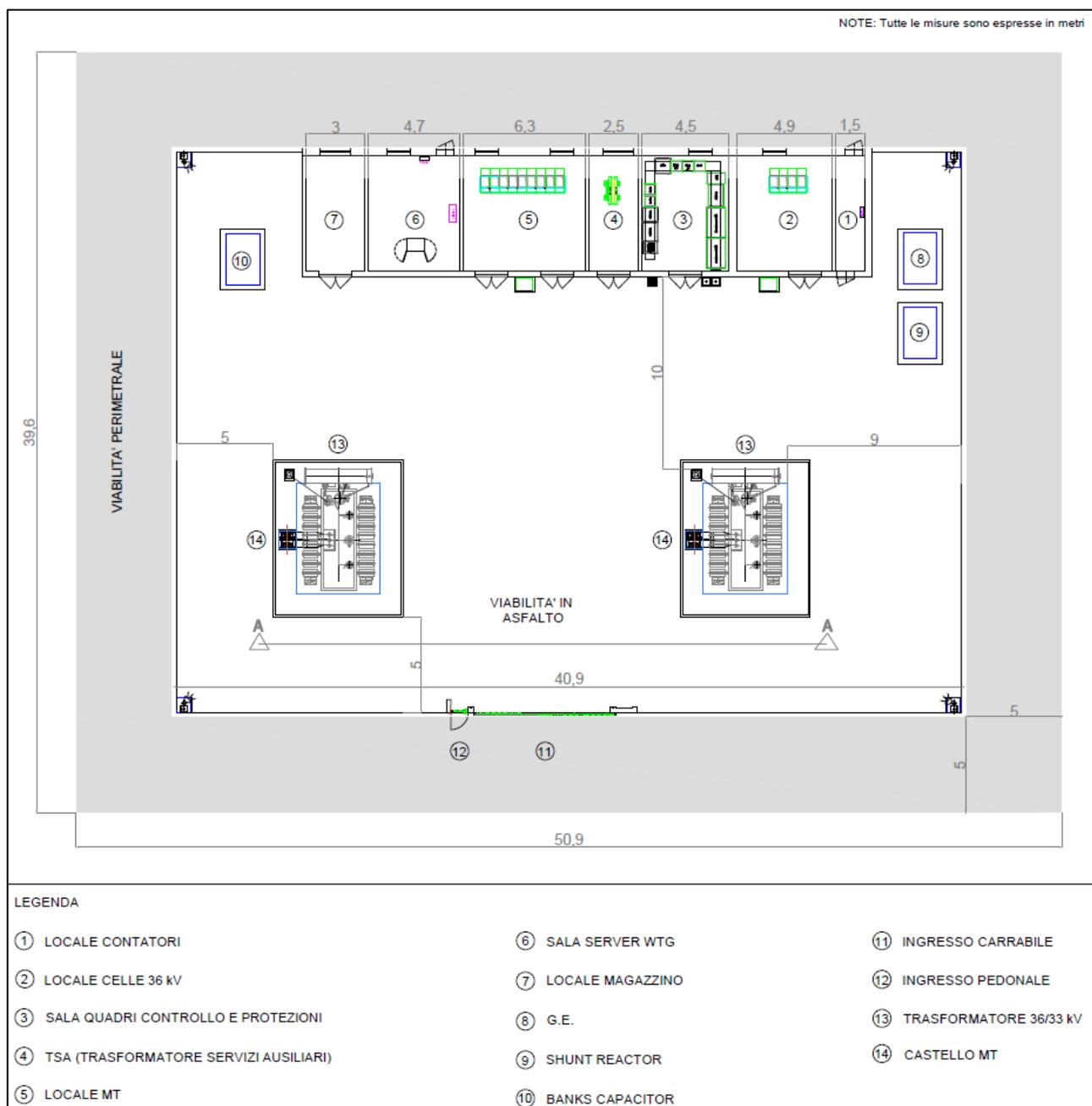


Figura 2.3.3.1: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 36/33 kV

Presso la Stazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di 29,4 x 6,7 m², all'interno del quale vengono ubicati i quadri MT, il trasformatore MT/BT (TSA), i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi e il locale delle celle a 36 kV (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ALOE075 Sottostazione Elettrica Utente – piante, prospetti e sezioni").

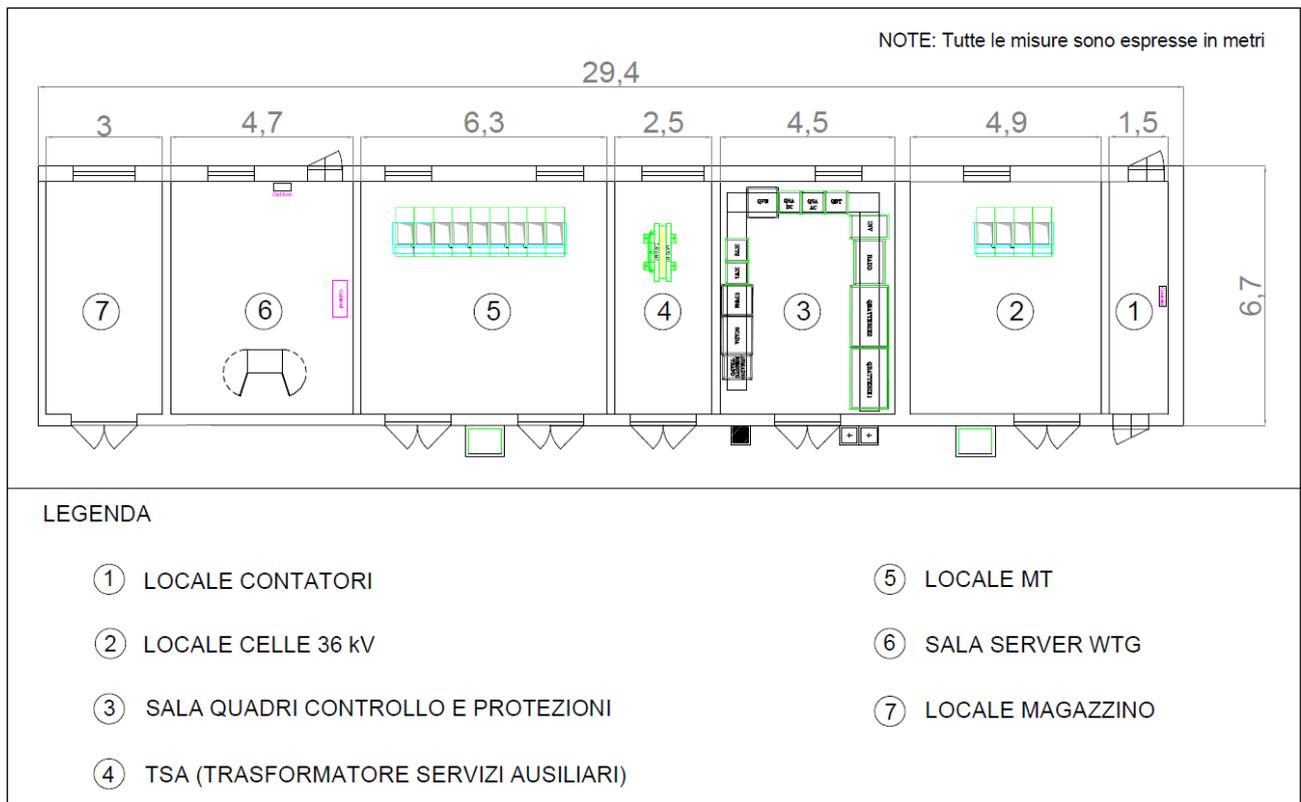


Figura 2.3.3.2: Pianta edificio di controllo SEU 36/33 kV

L'intera area è delimitata da una recinzione perimetrale realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m ed è dotata di ingresso pedonale e carrabile.

2.3.4. Linea elettrica di collegamento AT

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 36/33 kV e la Stazione Elettrica 150/36 kV della RTN Terna è realizzato tramite una linea interrata costituita da 2 terne di cavi a 36 kV.

La scelta della sezione dei cavi presi in considerazione, come specificato negli elaborati specifici, è stata effettuata in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso e tenendo presente le condizioni di posa adottate e potrà comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.

2.3.5. Stazione Elettrica della RTN Terna 150/36 kV di Brindisi Montagna

La Stazione Elettrica della RTN Terna è localizzata nel Comune di Brindisi Montagna (PZ) ed è costituita da un punto di vista elettromeccanico da una sezione a 150 kV, con isolamento in aria in accordo con le specifiche Terna, e una sezione a 36kV.

In particolare, la sezione a 150 kV è costituita da:

- 3 passi sbarra per trasformatori (TR) 150/36 kV da 125 MVA;
- 2 passi sbarra per il parallelo;

- 2 passi sbarra per realizzare l'entra - esci;
- passi sbarra necessari ad eventuali future produzioni/ opere di rete.

I 2 passi sbarra previsti per i raccordi in entra – esce sono collocati alle estremità delle sbarre in modo da lasciare libero il fronte della stazione, permettendo l'ingresso di futuri collegamenti.

Le apparecchiature che costituiscono la SE 150/36 kV di cui sopra rispondono alle specifiche Terna.

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 "ALOC047 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 pari a ca. 25 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 di trasformazione Utente;
- opere elettriche di trasformazione 36/33 kV;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica di trasformazione Utente e tra quest'ultima e la stazione Terna;
- rete di messa a terra per ogni singolo aerogeneratore e di collegamento tra gli stessi.

I collegamenti tra il parco eolico e la SEU avverranno tramite linee interrate, esercite a 33 kV, ubicate lungo la rete stradale esistente e sui tratti di strada di nuova realizzazione che verranno poi utilizzati nelle fasi di manutenzione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla SEU 36/33 kV, dalla quale, mediante linee elettriche interrate esercite a 36 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN 150/36 kV di Brindisi di Montagna.

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 a 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 "ALEG006 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;
- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

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 (128.846,43 kWh/anno), assumendo una perdita di energia dovuta a vari fattori pari al 16 % circa, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	54.000,00	ENERGIA PRODOTTA IMMESSA IN RETE [kWh/anno]	108.231.000,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	53.682,58
Emissioni SO ₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	100,65
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	62,77
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	2,67
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh/anno]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	60.128,33

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 **108,231 GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 60.128 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici, alla transazione 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) 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.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 del cavidotto attraversano corsi d'acqua con relativa fascia dei 150 m tutelati.

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 ha tenuto conto della direzione prevalente del vento in 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 la direzione prevalente del vento

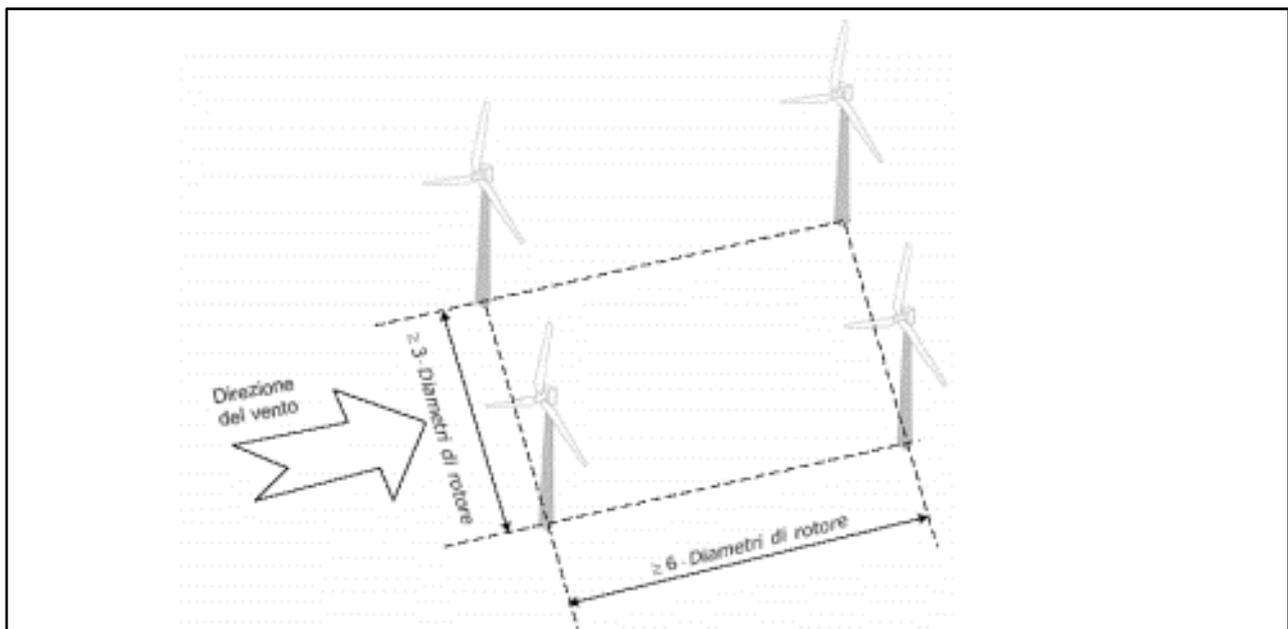


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

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: *"ALSA122 Studio sugli effetti dello shadow flickering"*.

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 9 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Albano in corrispondenza dei ricettori più sensibili ai nuovi aerogeneratori.

Nella stima effettuata (wrost 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 1 ricettore per i quali il suddetto valore è 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

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della *"ALSA113 Studio previsionale d'impatto acustico"* a cui si rimanda per maggiori dettagli.

In particolare, al fine di simulare l'impatto acustico delle pale eoliche sull'ambiente sono stati

effettuati rilevamenti fonometrici ante operam per individuare il rumore di fondo presente prima dell'installazione del parco eolico. Successivamente è stata effettuata una previsione dell'alterazione del campo sonoro prodotto dall'impianto in progetto.

Dall'analisi previsionale svolta si evince che le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 44 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun ricettore sensibile.

Il livello di emissione/immissione presso i ricettori sensibili e la verifica del livello differenziale sono rispettati.

Pertanto, alla luce delle misurazioni effettuate e relativi calcoli previsionali, si evince che il parco eolico in progetto, non produce inquinamento acustico, essendo che le emissioni previste sono conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente, e rispettano i limiti del piano di zonizzazione acustica.

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 cavo MT e AT e alla stazione elettrica d'utenza, 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: *"ALSA118 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 Utente è da ritenersi trascurabile in quanto la fascia di rispetto ricade nell'area riservata ad esse, tra l'altro, un'area ricadente principalmente in zona agricola.

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: *"ALSA121 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 260,05 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 una elevata risorsa eolica, com'è possibile constatare dalla presenza di altri impianti eolici in un'area circolare di raggio 11 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.

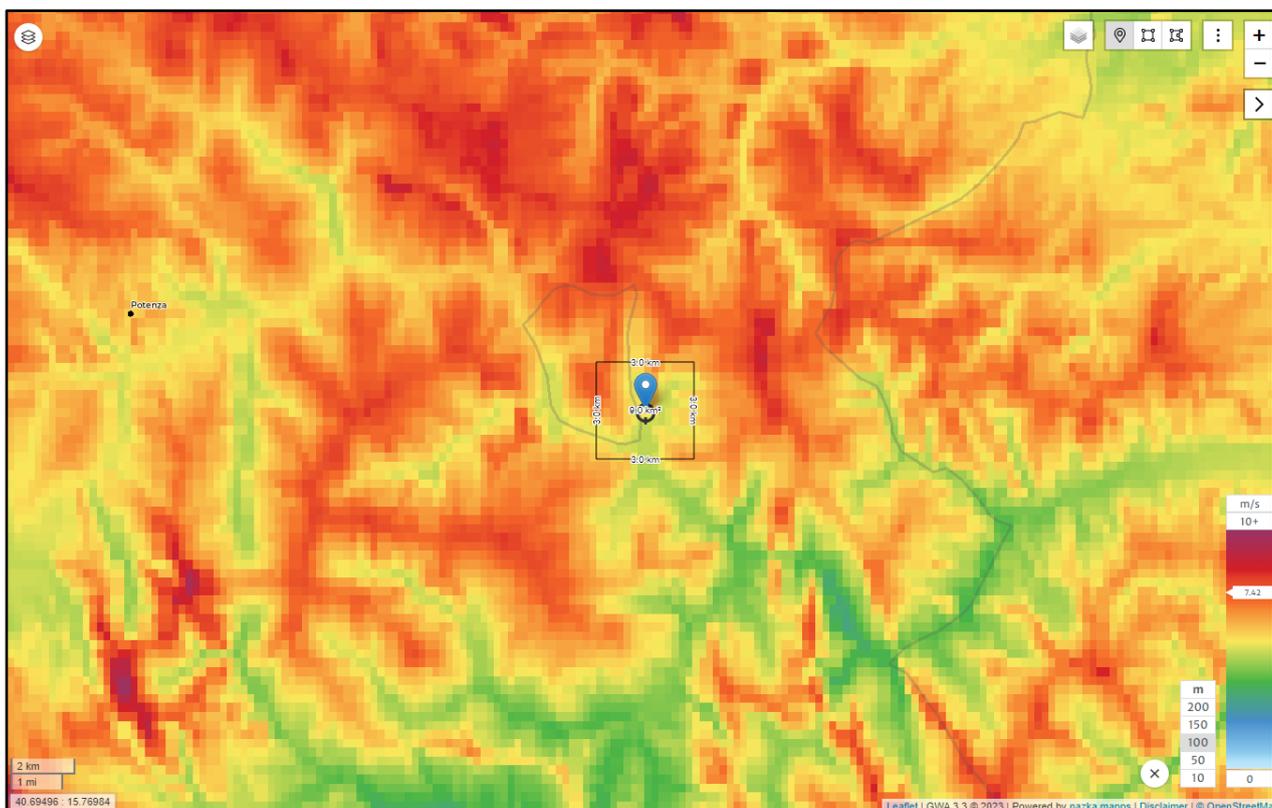


Figura 8.1.1a: Estratto Atlante Eolico RSE a 100 m s.l.t

La direzione prevalente del Vento è stata valutata Nord – Nord 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 “*ALEG009 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 128 GWh e l'energia immessa in rete,

assumendo una perdita pari al 16%, è pari a 108,235 GWh, come da analisi riportata nel suddetto elaborato e sintetizzato nella tabella seguente, e corrisponde a 2004 ore equivalenti.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	54 MW
Potenza nominale WTG	6 MW
N° di WTG	9
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	135 m
Velocità media del vento all'altezza di mozzo (free)	5,75 m/s
Energia prodotta annua P50	108235 MWh
Ore equivalenti P50	2004

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 Albano", appartiene all'unità strutturale della Catena Sud-Appenninica (Figura 8.2.1).

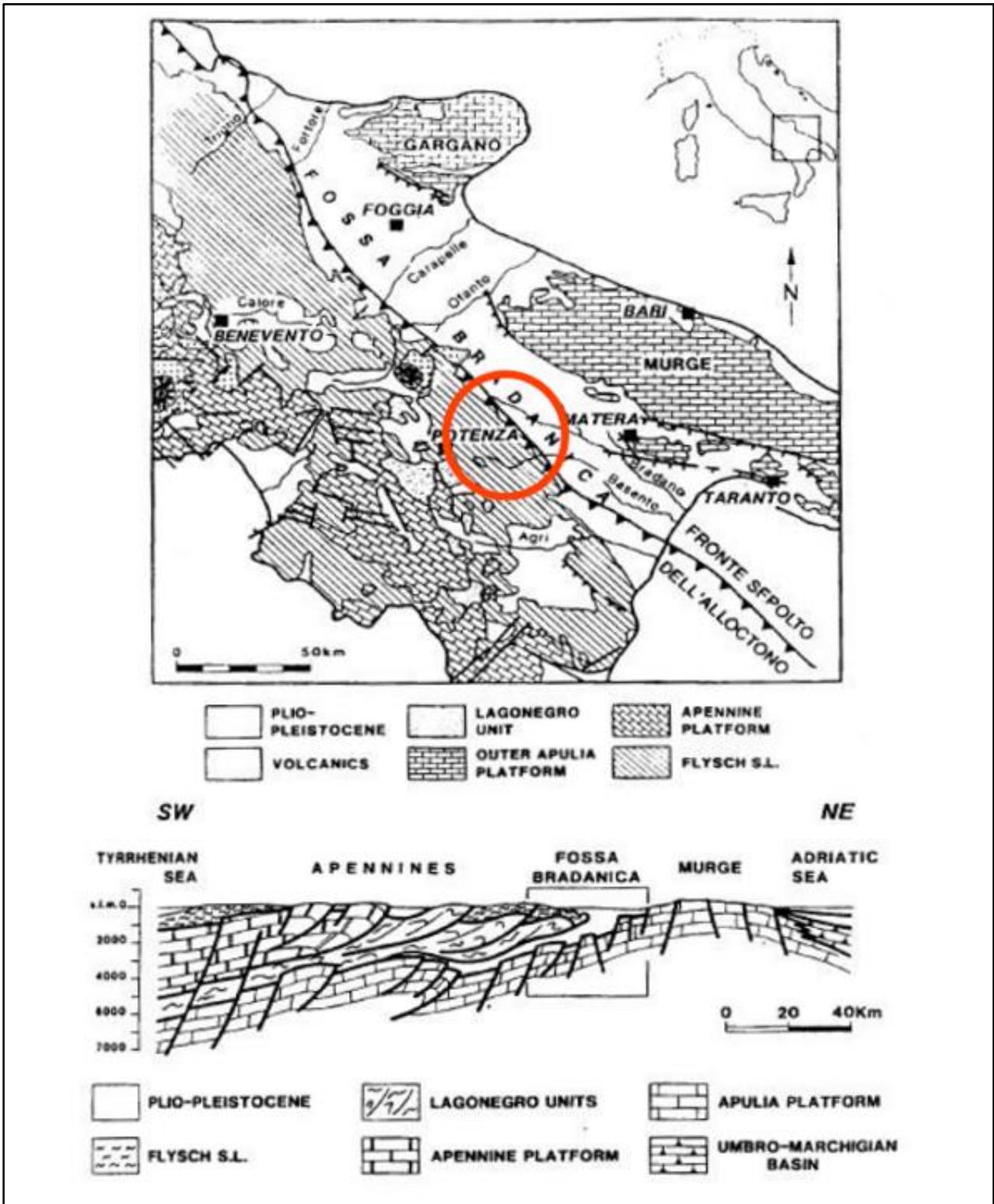


Figura 8.2.1: Carta geologica schematica e sezione geologica attraverso l'Appennino Meridionale e la Fossa Bradanica.

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

Geologicamente, l'area in oggetto ricade al bordo di un grosso bacino deposizionale, noto con il termine di "Fossa Bradanica", racchiuso ad occidente dai terreni in facies di flysch e ad oriente dalla Piattaforma Carbonatica Apula.

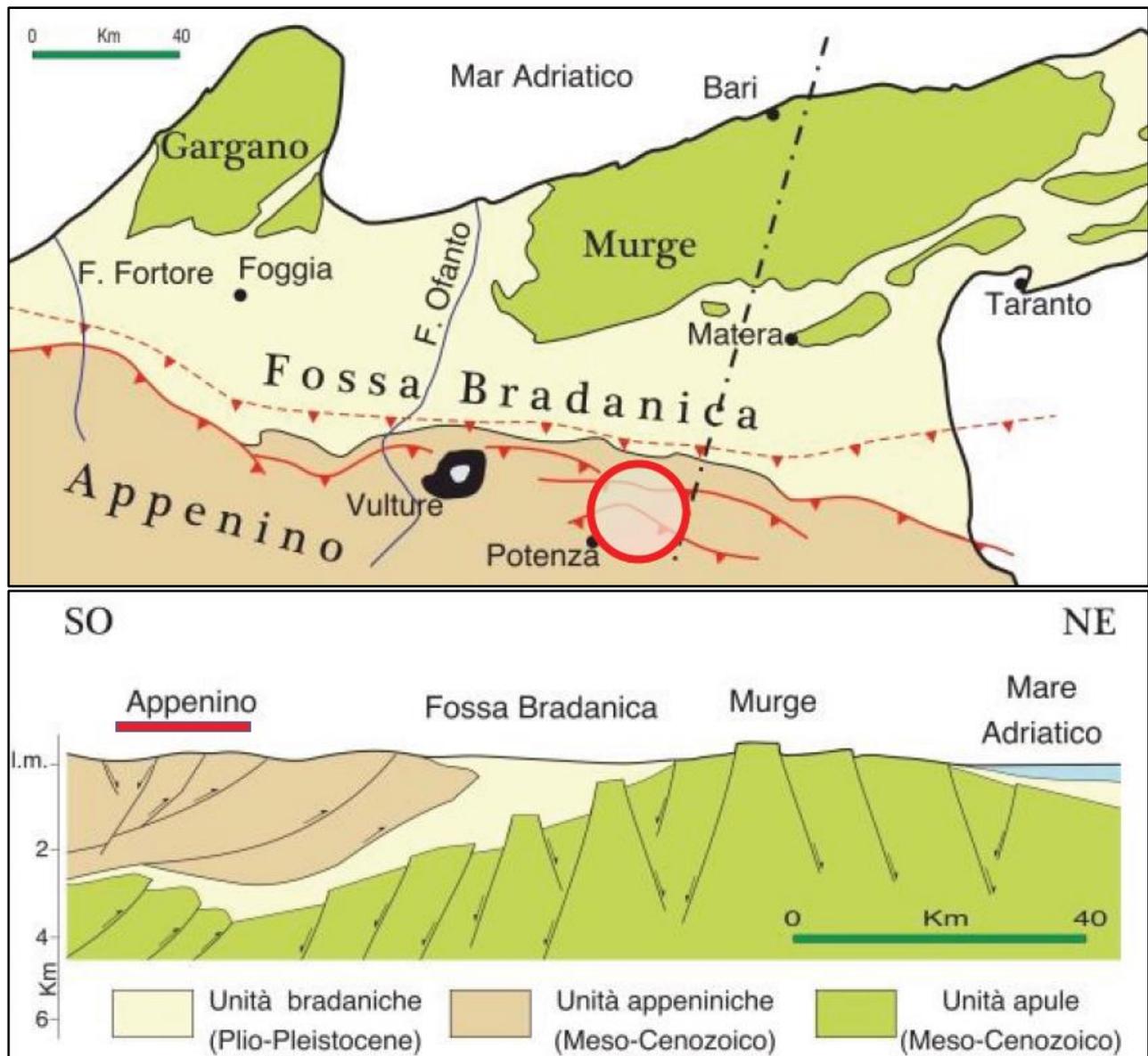


Figura 8.2.2: Schema geologico-strutturale del sistema Appennino meridionale-Fossa bradanica-Avampaese Apulo

L'Avanfossa Bradanica è una vasta depressione allungata da NW a SE, dal Fiume Fortore al Golfo di Taranto, compresa tra l'Appennino ad Ovest e l'Avampaese Pugliese ad Est, ed è costituita da sedimenti terrigeni di età pliocenica e pleistocenica, appartenenti al ciclo noto in letteratura come "Ciclo Bradanico".

La deposizione di questo ciclo, legata alla cessazione della subsidenza, rappresenta il riempimento del settore di avanfossa costituito dalla Fossa Bradanica.

Nel quadro dell'evoluzione dell'Appennino meridionale tale evento è da mettere in relazione alla conclusione del movimento di arretramento flessurale dell'avampaese e della conseguente propagazione dei thrusts nella catena.

L'area in esame si inserisce nel complesso quadro tettonico evolutivo dell'Appennino Meridionale che è possibile definire secondo due principali stadi:

- 1) Lo stadio più antico (principalmente miocenico) nell'ambito del quale si è realizzato l'impilamento delle principali Unità Tettoniche presenti nell'area (Unità Sicilidi-Piattaforma Apula-Bacino di Lagonegro)
- 2) Lo stadio più recente che inizia col Pliocene, dove la piattaforma Carbonatica Apula ha subito il sovrascorrimento delle coltri alloctone Appenniniche e successivamente è stata coinvolta nelle deformazioni compressive, dando luogo ad una catena sepolta con struttura a duplex. In seguito si sono sviluppate delle strutture che hanno determinato un assetto complesso della catena, caratterizzato da faglie trascorrenti, accavallamenti, sovrascorrimenti.

Tutti gli aerogeneratori e le sottostazioni, interessano le Argille Variegate o Varicolori (riferibili cronologicamente al cretaceo superiore-oligocene – C-Mag) (si veda elaborato ALEG018 Relazione Geologia – carta geologica) costituiti da argille ed argille marnose policrome, con alternanza di marne in strati centimetriche, ricoperti da una coltre di spessore variabile di argille limose e limi argillosi.

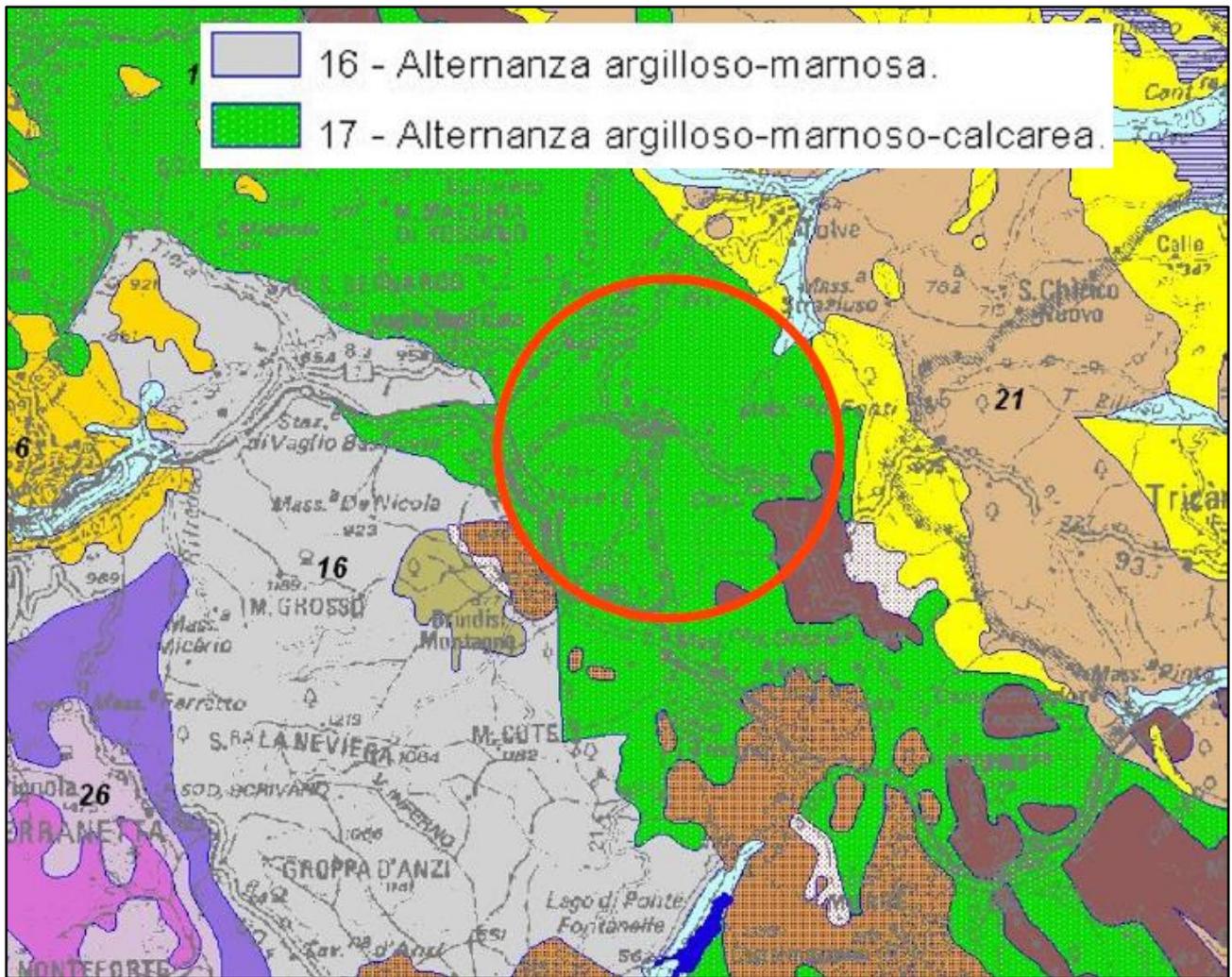


Figura 8.2.3: Litologia in affioramento nell'area

8.3. Classificazione sismica

I territori dei comuni interessati dal progetto del Parco Eolico Albano, 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 appartenente alla "zona 2".

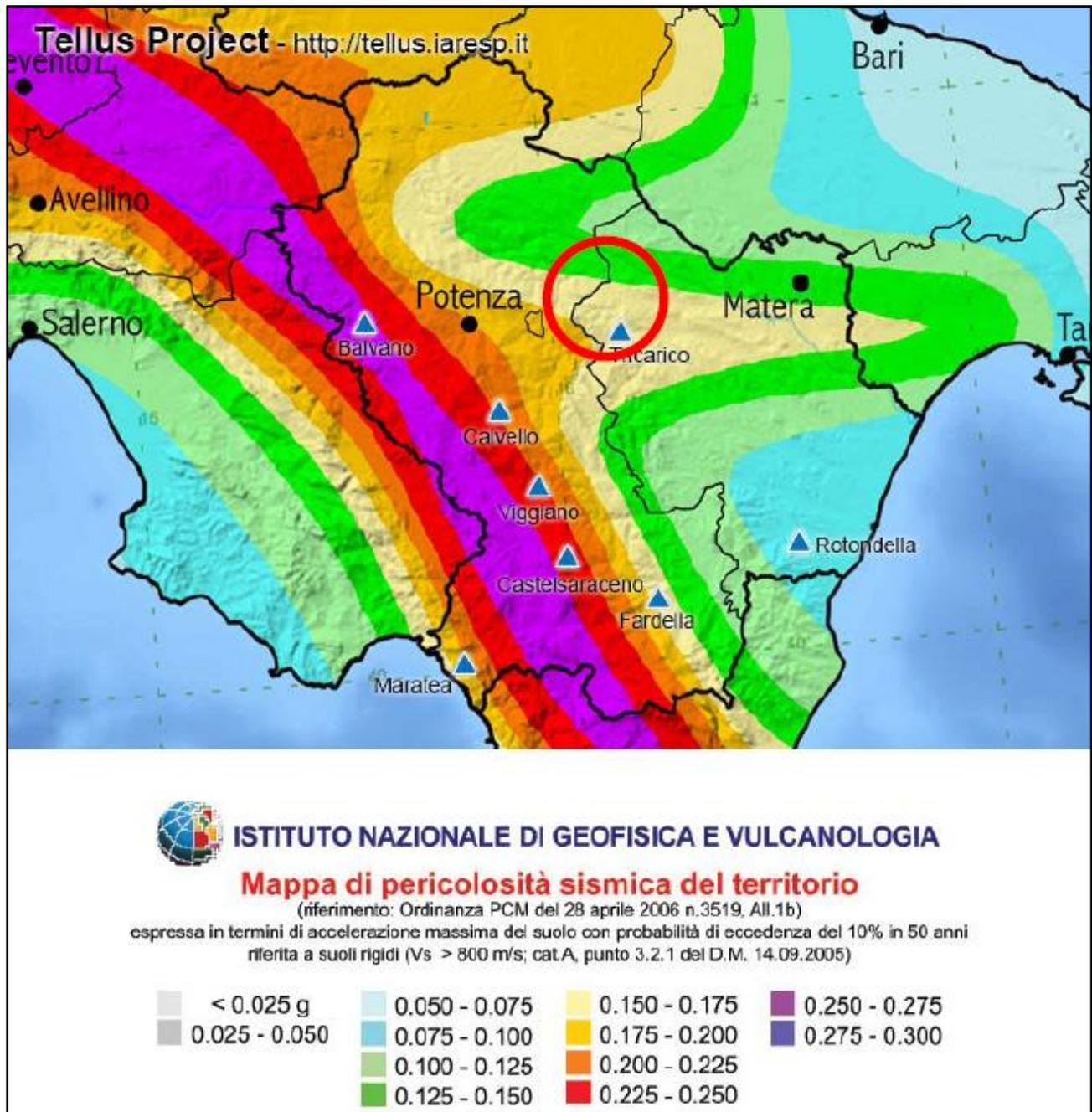


Figura 8.3.1: Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (*Fonte INGV*)

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 (ag)</u>
1	ag >0.25
2	0.15 <ag≤ 0.25
3	0.05 <ag≤ 0.15
4	ag ≤ 0.05

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

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 "ALEG024 Relazione viabilità di accesso al cantiere (road survey)".

8.5. Opere presenti interferenti

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti). In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

- *interferenze lungo il percorso del cavidotto di 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 eolico in progetto interessa prevalentemente i Comuni Albano di Lucania (PZ), dove ricadono 6 aerogeneratori, il comune di Tricarico (MT) dove ricadono 3 aerogeneratori e il Comune di Brindisi Montagna, dove sono ubicate la SEU 36/33 kV e la SE della RTN Terna 150/36 kV.

Il Comune di Albano di Lucania (PZ) ha una popolazione di circa 1326 abitanti ed è ubicato in provincia di Potenza a 899 m s.l.m.. Geograficamente confina con la parte nord-orientale della provincia di Matera e con i comuni di Campomaggiore (6 km), Trivigno (13 km), San Chirico Nuovo (15 km), Castelmezzano e Pietrapertosa (17 km), Tolve e Tricarico (MT) (18 km), Brindisi Montagna (20 km), Vaglio Basilicata (22 km) e Calciano (MT) (27 km).

La mancanza di documentazioni scritte non consente di ricostruire con certezza le origini del paese, si può affermare però, che Albano di Lucania fu governato da varie famiglie di nobili origini.

Il paese ha avuto origine grazie ai Longobardi che nel IX sec. costruirono la loro roccaforte per difendersi dagli attacchi dei Saraceni di Bonar, che si erano stanziati nel territorio di Abriola e di Pietrapertosa. Albano fece parte della Contea di Tricarico nel periodo normanno-svevo e nel 1268, durante la rivolta ghibellina, si schierò contro gli Angioini. Fino al 1301 fu governato dalla famiglia della contessa Filippa D'Alba mentre successivamente dai Pipino. Tra XV e XVI secolo, inoltre, Albano di Lucania fece parte del feudo dei Sanseverino, per essere governata, fino al 1800, dai duchi Ruggiero.

Attualmente il paese è caratterizzato dalla presenza di vicoli stretti e stradine e tra i monumenti più rilevanti figurano:

- la Chiesa Matrice di Santa Maria Maggiore (ex chiesa Madonna della neve) ubicata nel punto più alto del paese. Costruita nel XIII secolo, è a tre navate, con dodici altari in aggiunta a quello maggiore in pietra marmorea. La chiesa ha un grande campanile a sei campane, in pietra del XVIII secolo con una cuspide del 1967, realizzata successivamente ad un fulmine che abbatté la cuspide più antica nel 1963;
- la Cappella dell'Annunziata, ubicata nei pressi della villa comunale è un edificio di forma rettangolare di cui si attesta l'esistenza a prima del 1588. Si presenta con un paramento murario in pietra a vista ed è dotata di due portali d'ingresso;
- il Santuario della Madonna delle Grazie, ubicato a quattro chilometri da Albano, realizzato in pietra viva;
- Santuario della Madonna di Gis (Madonna del Gesù) la cui nascita è incerta ma, secondo la tradizione orale, dovrebbe essere avvenuta fra il 1700 e il 1800;
- la Rocca del cappello è una scultura naturale situata fra le Dolomiti lucane ed il Basento, il monolite è alto dieci metri e sovrastato da un enorme masso come fosse un cappello;

- la Seggia del diavolo monolite, molto simile ad una panchina scavata nella roccia;
- la Grotta dell'Annunziata, struttura religiosa risalente al VII e VIII secolo.

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

- **Palazzo Ducale** (D.M. del 19/02/1982) ubicato nel centro storico in Piazza Cavour;
- **"Stazione ferroviaria e Casa cantoniera di Albano di Lucania"** (D.S.R. n. 16 del 14/03/2018), è situato lungo la SP16.

Il comune di Tricarico è ubicato nella provincia di Matera ha una popolazione di circa 4.773 abitanti, a 689 m s.l.m.. Geograficamente confina con la parte nord-orientale della provincia di Potenza, con un'exclave nel territorio di quest'ultima: la frazione di Serra del Ponte, sul monte Toppa Pizzuta.

Le prime notizie documentate della esistenza del comune, risalgono all'epoca dei longobardi, in seguito, tra il IX ed il X secolo, fu roccaforte araba e successivamente città fortificata bizantina.

Gli arabi si insediarono stabilmente a Tricarico tra il IX ed il X secolo, tanto da incidere profondamente nel tessuto urbano. Infatti, dagli iniziali presidi militari di confine, crebbero dei veri quartieri residenziali. La Saracena e la Rabata, mantenendo distinte le due tipologie urbane, la prima come fortilizio sull'estrema propaggine Nord dello sperone di roccia, su cui sorge Tricarico a vedetta delle valli del Bradano e del Basento, l'altra la Rabata come nucleo di espansione a sud est con i segni urbanistici della tradizione insediativa araba.

Per quanto non sia possibile stabilire in che data i bizantini si siano sostituiti agli arabi, un dato certo è che nel 968 la città era sotto il dominio di Bisanzio. In tale data, infatti, un documento a firma dell'imperatore di Bisanzio, dà mandato al patriarca di Costantinopoli, di conferire al vescovo di Otranto la potestà di consacrare i vescovi delle sedi suffraganee di Tricarico, Tursi, Acerenza, Gravina e Matera. La dominazione bizantina ha inciso profondamente nella cultura tricaricese tanto che, nonostante il passaggio della diocesi al rito latino, come detto, nel 1060, la messa ha continuato ad essere celebrata secondo il rito greco fino alla prima metà del Duecento.

In seguito fu contea della famiglia normanna dei Sanseverino, che manterranno la titolarità del feudo quasi ininterrottamente fino al 1605, epoca nella quale, il feudo venne messo all'asta per volontà del re di Napoli, per la necessità di ripianare il pesante debito familiare. In quest'epoca la città di Tricarico è un fiorente centro al massimo della sua espansione che conta circa 11-12 000 abitanti con un vasto territorio ricco di acque, con estese coltivazioni di cereali e di olivo ed una consistente presenza di allevamenti di bovini, ovi-caprini e suini. Nel XV secolo vide la presenza di una consistente comunità ebraica e, nel XVI secolo di una comunità albanese, in concomitanza della presenza, alla guida del feudo, di Erina (o Irina) Castriota Scanderbeg, moglie del principe Pietro Antonio Sanseverino e nipote dell'eroe albanese Giorgio Castriota Scanderbeg.

L'area urbana attuale comprende il centro storico, diverse aree di recente urbanizzazione (quali i quartieri Santa Maria, San Valentino, Carmine, San Giovanni, Lucano e Appio) e numerose case sparse nelle contrade periurbane e rurali, tra cui la comunità rurale di Borgo di Calle, con circa 200 famiglie dedite ad agricoltura e pastorizia.

Le strade ed i vicoli del centro storico sono caratterizzati da un diverso andamento a seconda che ci si trovi nei quartieri arabi della Ràbata e della Saracena (a struttura labirintica, con strade principali da cui si dipartono strade secondarie che spesso si concludono in vicoli ciechi) o nei quartieri normanni del Monte e del Piano (a pianta regolare, con strade principali parallele unite perpendicolarmente da vicoli per lo più gradinati ed a forte pendenza).

Tra i monumenti più rilevanti figurano:

- Cattedrale di Santa Maria Assunta, voluta da Roberto il Guiscardo, nella quale, nel 1383, Luigi I d'Angiò fu incoronato re di Napoli;
- Convento di Sant'Antonio di Padova;
- Convento di San Francesco d'Assisi;
- Convento di Santa Maria delle Grazie;
- la torre normanna, alta 27 m. sorta probabilmente, nei secoli IX-X come rocca fortificata e parzialmente scavata sullo sperone roccioso più elevato dell'abitato, è il complesso monumentale più significativo di Tricarico;
- torre della Saracena e torre della Ràbata;

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

- **Chiesa del Carmine** (D.D.R. n. 129 del 29/08/2012) e **Convento del Carmine** (D.D.R. n. 130 del 29/08/2012), ubicati nell'omonimo rione. L'ingresso della chiesa è costituito da un portale interamente in pietra del sec. XVII, è a navata unica alle cui pareti possiamo ammirare un Ciclo di affreschi raffiguranti scene di vita della Madonna e di Gesù;
- **Santuario della S. Maria di Fonti** (D.S.R. n. 14 del 14/03/2018), ubicato nel bosco comunale di Fonti-Tre Cancelli - lungo la SS. Appia;
- **Stazione ferroviaria di Brindisi di Montagna** (D.S.R. n. 29 del 14/03/2018), ubicata lungo la SP 37 della Grancia.

Il comune di Brindisi di Montagna è ubicato nella provincia di Potenza, 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.

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.

9.1.1. 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" (Lettera B), come meglio esplicitato nella figura seguente.



Figura 9.1.1.1: Ambiti paesaggistici della Regione Basilicata e limiti comunali – Fonte: RSDI Regione Basilicata.

L'ambito di paesaggio regionale della montagna interna 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 relative opere di connessione alla rete,

si riscontra la presenza di Beni Monumentali che distano, ad ogni modo, oltre 1000 m dagli aerogeneratori (**Figura 9.1.1.2**)

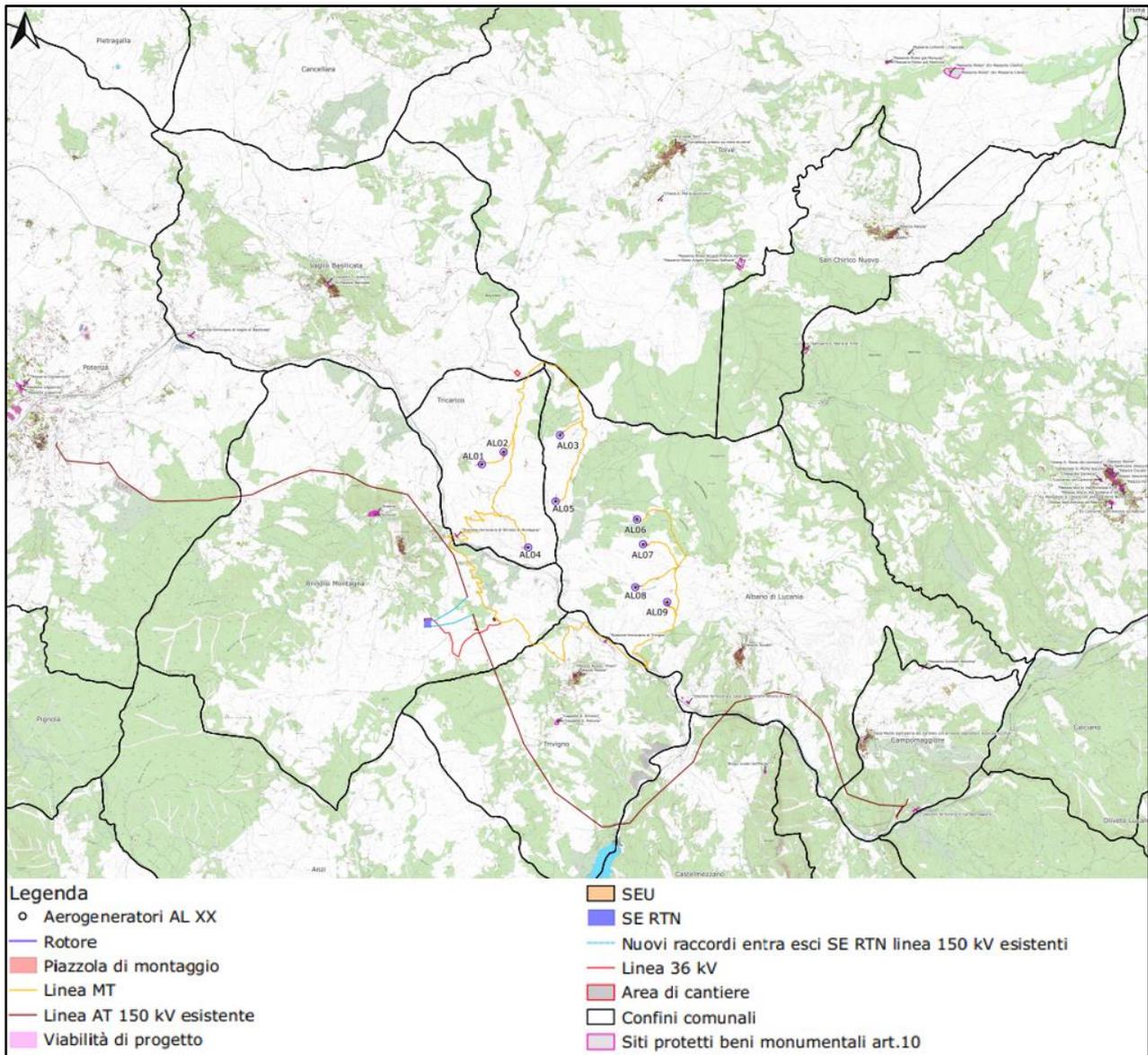


Figura 9.1.1.2: Beni monumentali di cui all' Art. 10 D.lgs. 42/2004 e aerogeneratori di progetto (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ALSA132 Carta dei Beni Monumentali con area d'impianto")

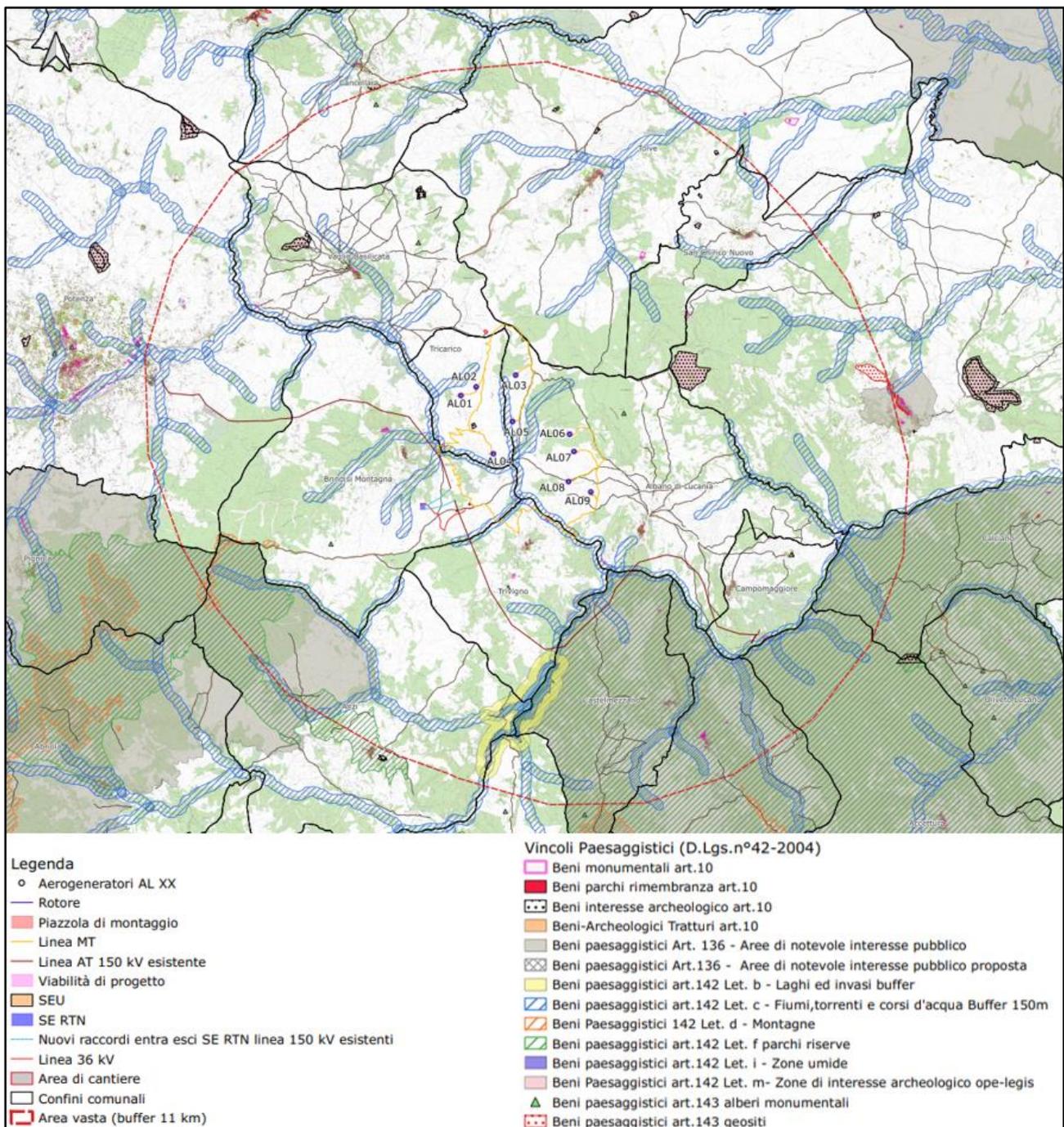


Figura 9.1.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 11 km) – Fonte: Regione Basilicata (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ALSA130a Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta”)

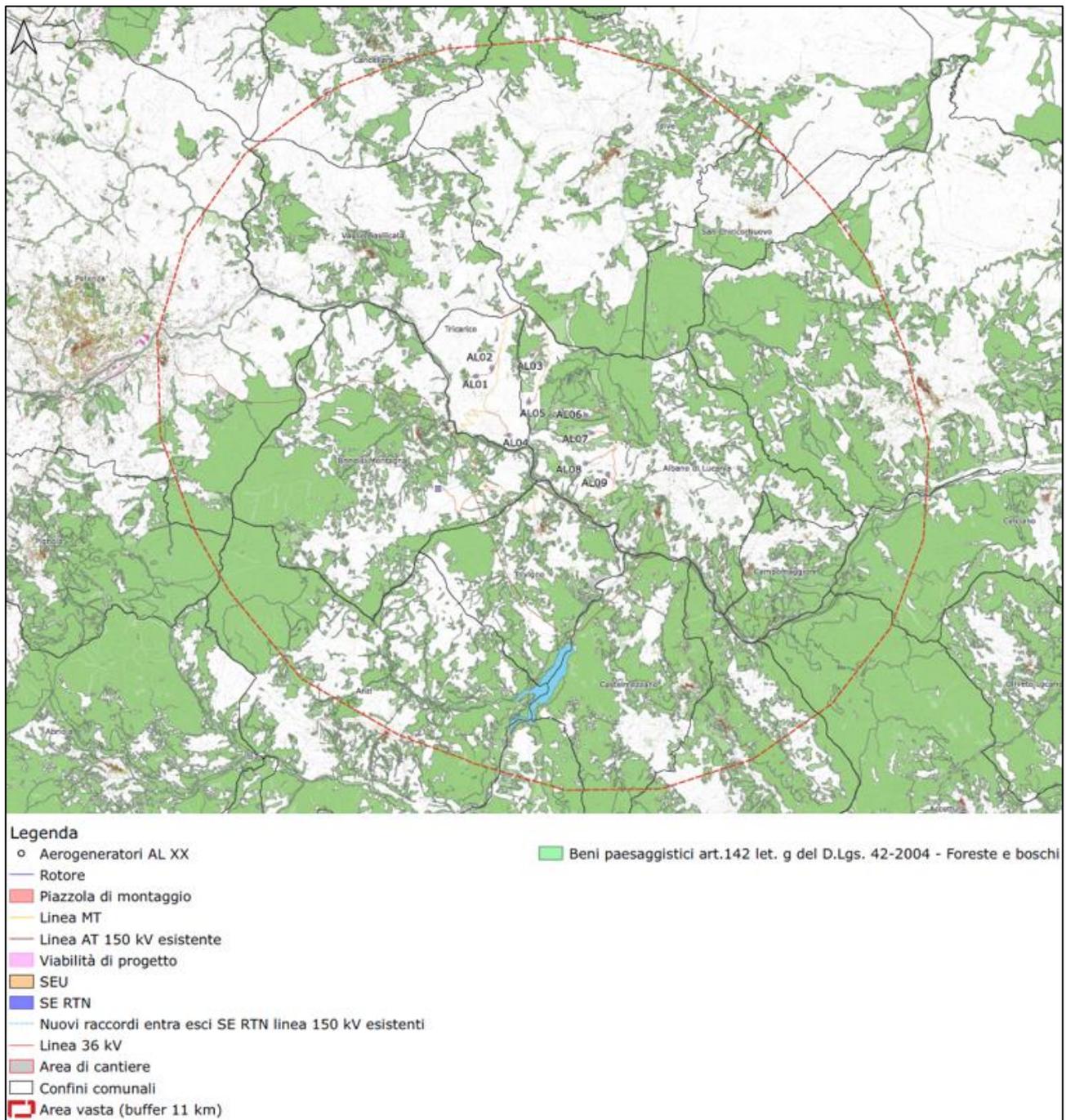


Figura 9.1.1.4: Carta dei vincoli paesaggistici relativamente a Foreste e Boschi con area Vasta (buffer 11 km) – Fonte: Regione Basilicata (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ALSA130b Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta – D. Lgs 42/2024 Art.142 Lett.g Foreste e Boschi”)

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 intervisibilità 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. Essendo l'impianto collocato in un'area idonea in accordo all'art. 20 comma 8 lettera c-quater del D.L 199/2021 e s.m.i., e non essendo inserita all'interno di aree protette dal punto di vista ambientale, e per quanto sintetizzato sopra e nell'elaborato "ALSA129 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.

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Nessuna delle opere in progetto interferisce con le aree Rete Natura 2000 presenti nell' area vasta del parco eolico Albano, riportate di seguito con le rispettive distanze dagli aerogeneratori più vicini:

- ZPS IT9210020 – Bosco Cupolicchio (Tricarico), presente ad una distanza di 720 m dall'aerogeneratore AL 06;
- ZSC IT9210105 – Dolomiti di Pietrapertosa distante circa 4 km dall'aerogeneratore AL 09
- ZSC IT9220130 - Foresta Gallipoli – Cognato, distante circa 7,6 km dall'aerogeneratore AL 09
- EUAP 1053 – Parco Naturale di Gallipoli Cognato – Piccole Dolomiti Lucane, distante 2,7 km dall'aerogeneratore AL09
- EUAP 0851 - Parco nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri – Lagonegrese, distante 5,4 km dalla SE RTN e 8,5 km dall'aerogeneratore AL04.

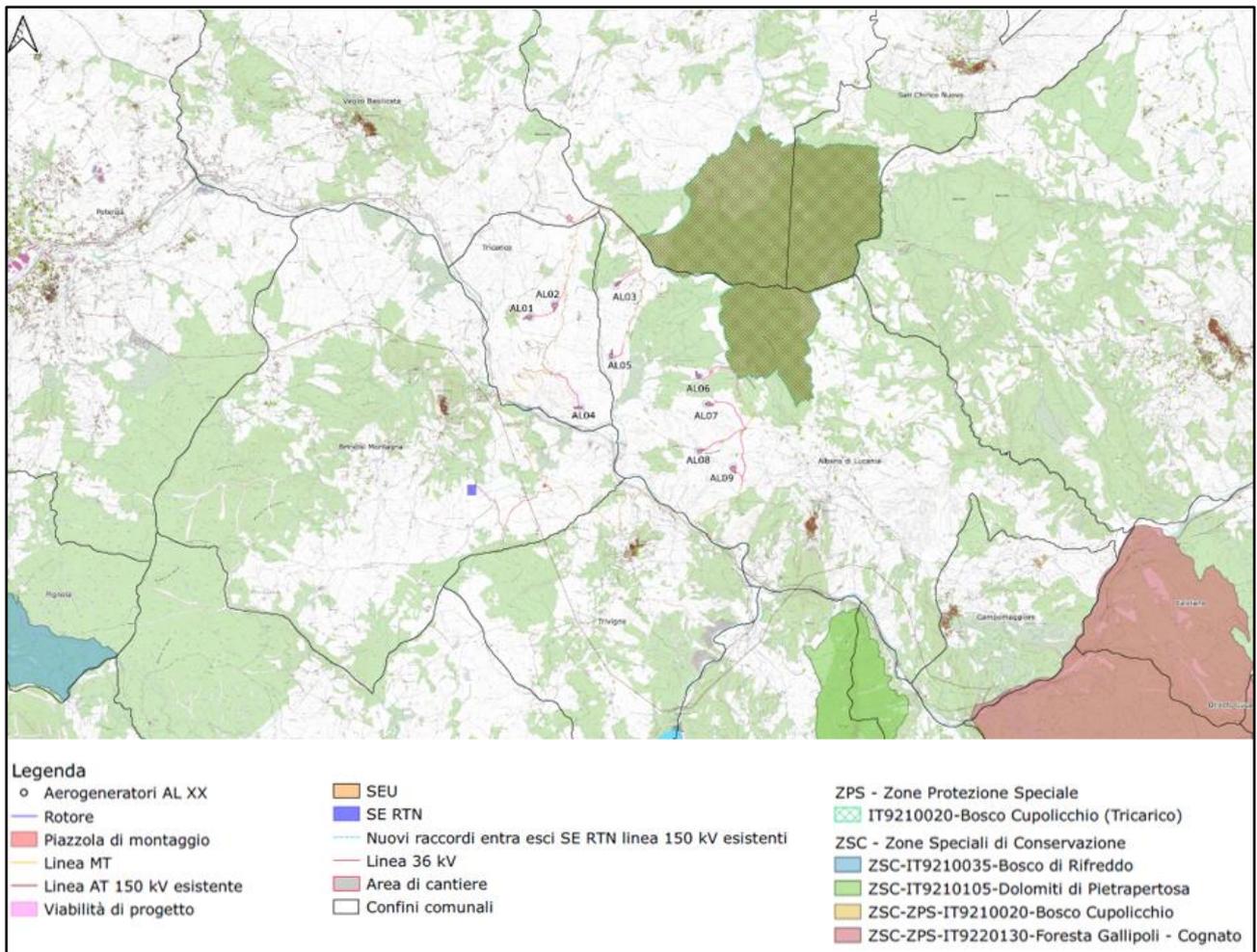


Figura 10.1: Zone ZPS/ZSC con area d’impianto (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto “Carta delle aree protette Rete Natura 2000 con area d’impianto”)

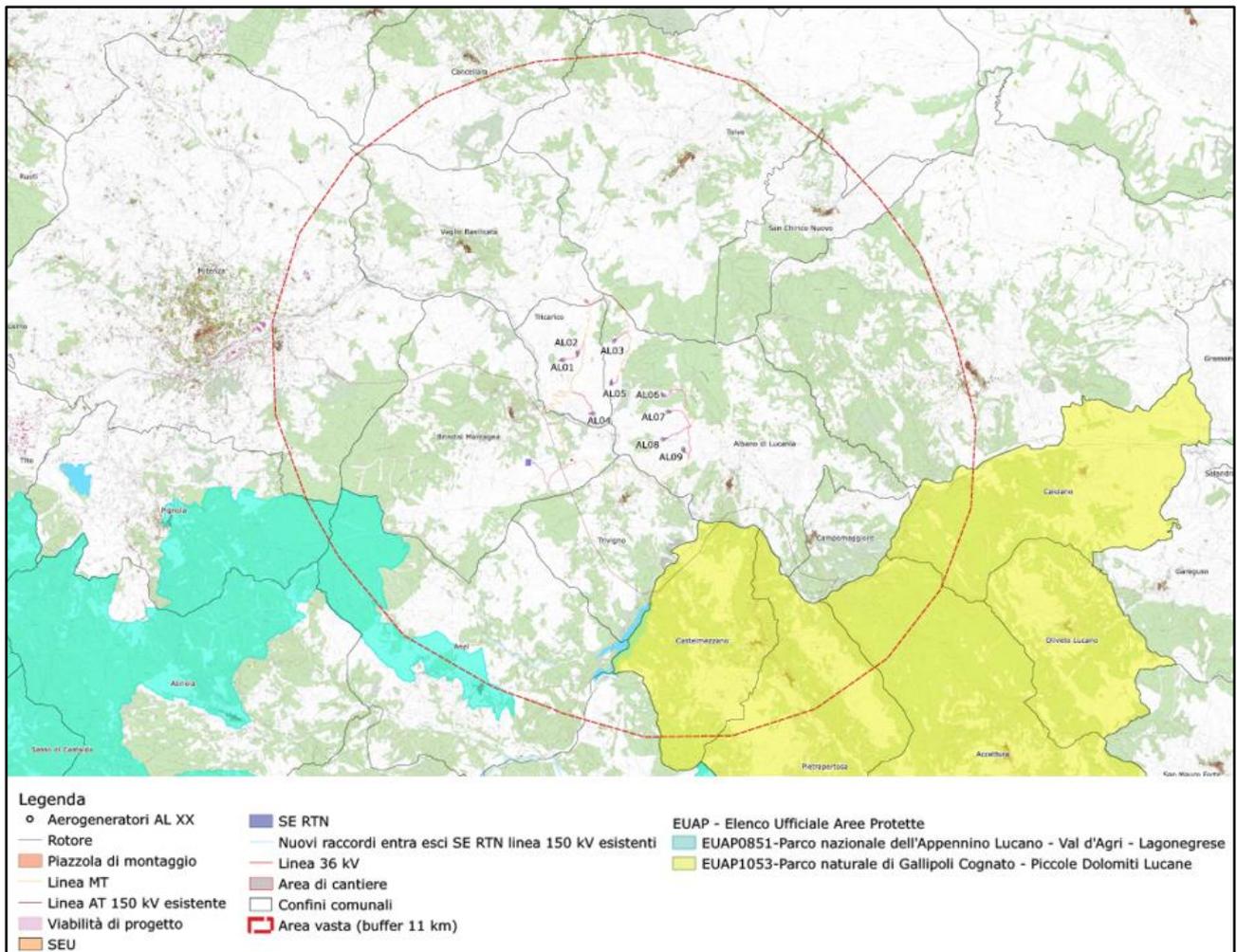


Figura 10.2: Zone EUAP con perimetro area vasta (*Fonte RSDI*)

Nessuna delle opere dell'impianto eolico in progetto interferisce con le Zone IBA della Basilicata, mentre l'area vasta è interessata dalla zona:

- IBA137 – Dolomiti di Pietrapertosa, che dista rispettivamente 1,6 km, 1,58 km, 1,98 km e 1,5 km dagli aerogeneratori più vicini AL06, AL07, AL08, AL09.

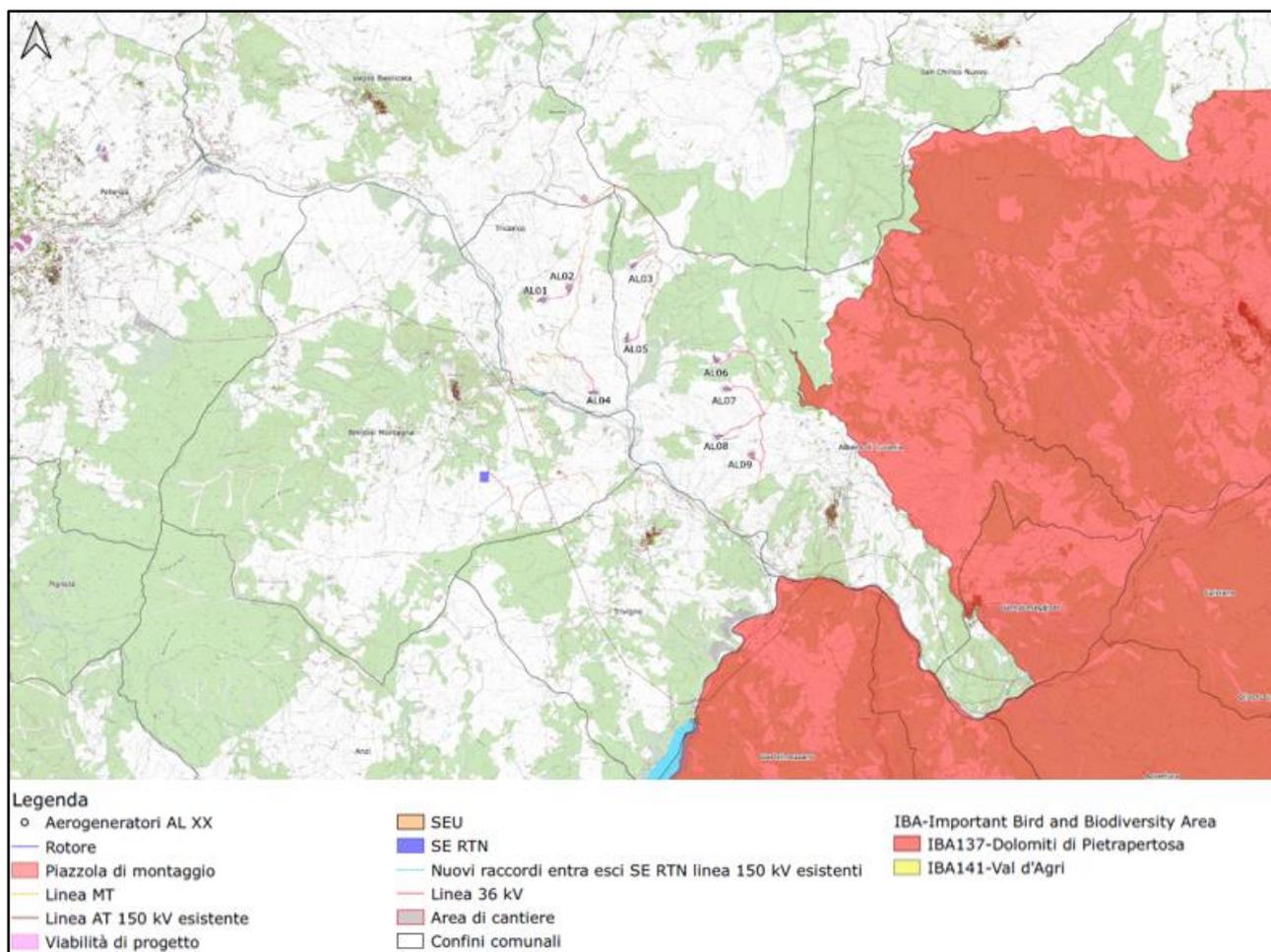


Figura 10.3: Important Birds Area (Zone IBA) con area d'impianto (*Fonte RSDI*)

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 510 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 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 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 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti.

Sul territorio nazionale sono installati 7.286 aerogeneratori di varia taglia, per un totale di potenza installata pari a 11.035 MW, su cui sono impegnati complessivamente 27.000 addetti.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2021	KW	
	MW	N°	MW	N° occupati	rispetto al 2020	per abitante	per Km²
PUGLIA	2.680	1.615	2.900	11.614	4,03%	0,662	137,148
SICILIA	1.992	1.574	2.300	6.800	5,37%	0,353	77,112
CAMPANIA	1.751	1.196	2.300	8.638	2,34%	0,229	128,078
BASILICATA	1.333	713	1.800	4.355	9,45%	1,730	132,330
CALABRIA	1.139	624	1.900	4.586	1,84%	0,505	74,826
SARDEGNA	1.094	753	2.100	6.765	1,37%	0,480	45,394
MOLISE	380	321	900	3.166	0,53%	1,171	85,182
ABRUZZO	281	250	1.000	3.741	-6,05%	0,177	25,941
TOSCANA	144	88	500	2.289	-0,31%	0,033	6,245
LIGURIA	88,4	56	300	1.061	24,21%	0,032	16,321
LAZIO	60	30	800	5.548	-15,00%	0,010	3,482
EMILIA ROMAGNA	40	36	300	771	3,80%	0,004	1,759
PIEMONTE	19	9	250	1.145	-2,70%	0,004	0,729
ALTRE	35	21	1.000	5.521	1,13%	0,001	0,580
OFFSHORE	0	0	950	1.200	0,00%	-	-
TOTALE	11.035	7.286	19.300	67.200	3,77%	0,219	30,670

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

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 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi ovvero 3.5 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	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	171
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	124
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

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

Sulla base di tale criterio, durante la fase di esercizio, l'impianto eolico Albano andrà a generare 130 addetti di cui 80 diretti e 50 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 9 aerogeneratori da 6,0 MW, per una potenza complessiva di 54,0 MW, sono:

- 12 impiegati tecnici per la progettazione esecutiva;

- 8 tecnici per l'esecuzione dei lavori;
- 45 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.

12.1. 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").

12.2. 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 Matera – Servizio Ambiente
- Provincia di Matera – Servizio Trasporti
- Provincia di Potenza – Servizio Ambiente
- Provincia di Potenza – Servizio Trasporti
- Comune di Albano di Lucania, Comune di Brindisi Montagna, Comune di Tolve, Comune di Tricarico, Comune di Trivigno e Comune di Vaglio Basilicata;
- 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.

13. 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.

13.1. Alternativa "0"

Nella Valutazioni 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 13.1.1. 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.

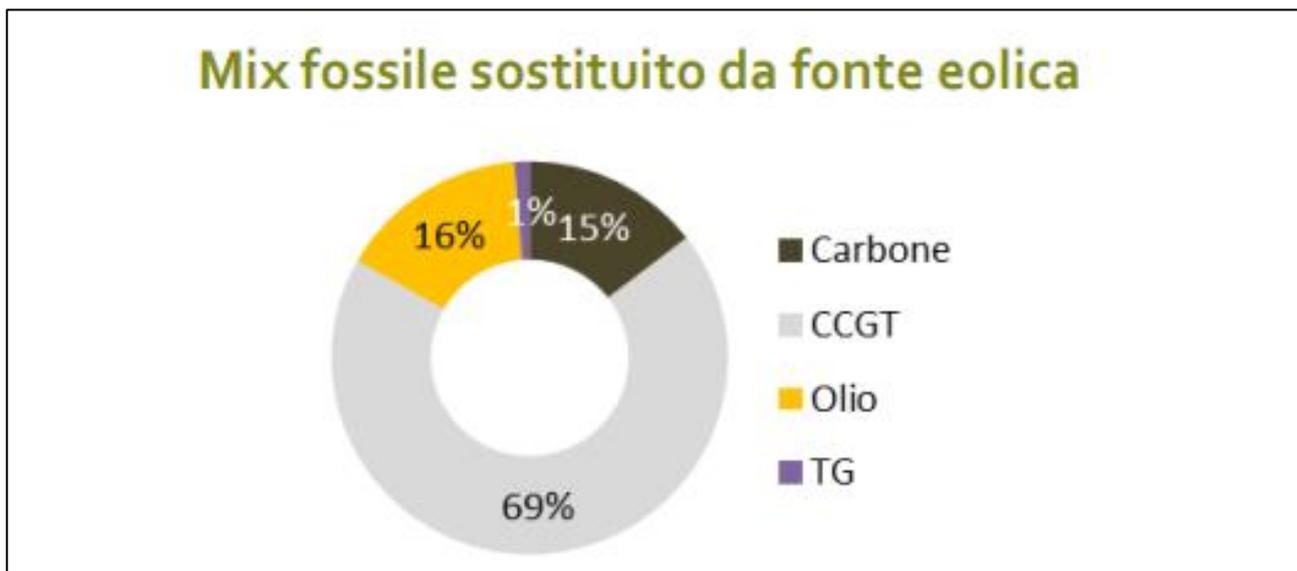


Figura 13.1.1: Ricostruzione del mix di tecnologie fossili sostituite dall’energia eolica – Fonte GSE

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 67mila 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 19.300 MW di capacità installata, di cui circa 900 MW dall’eolico offshore. Questa capacità garantirebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a 40 TWh, ovvero il 10% del consumo elettrico lordo nazionale. Tale scenario, secondo una stima dell’ANEV, contribuirebbe anche a incrementare l’occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione.

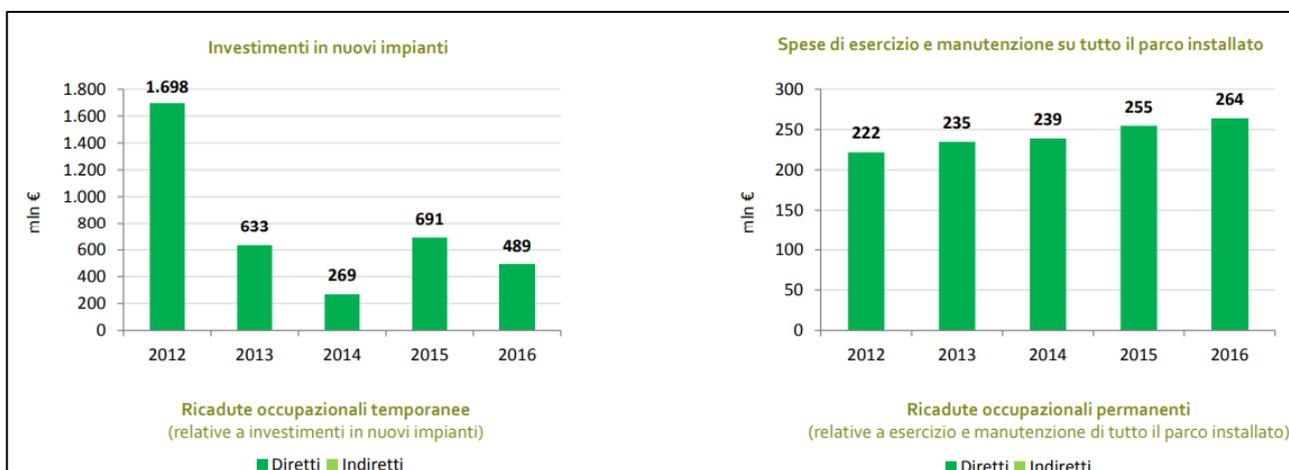


Figura 13.1.2. Stima ricadute occupazionali dell’eolico – Fonte GSE

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, e 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 e 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 108 GWh/anno attraverso l'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, come trattato nell'elaborato di progetto "ALEG009 Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità".

Una tale produzione serve a soddisfare il fabbisogno di circa 60.128 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 53.682,58 tonnellate/anno di anidride carbonica, 62,77 tonnellate/anno di ossido di azoto, 100,65 tonnellate/anno di anidride solforosa e 2,67 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 "ALEG002 Relazione generale del progetto", l'impianto comporta la creazione di circa 130 addetti diretti ed indiretti in fase di esercizio; in merito alla fase di cantiere, invece, sulla base dell'esperienza si stimano 65 addetti, distribuiti come di seguito:

- 12 impiegati tecnici per la progettazione esecutiva;
- 8 tecnici per l'esecuzione dei lavori;
- 45 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.

13.2 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 dalle "Linee guida per il corretto inserimento nel paesaggio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza superiore ai limiti stabiliti dalla tabella A) del D.Lgs. n. 387/2003 e non superiore a 1 MW", le quali specificano 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 510 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 e 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 non appartengono ai Siti di Interesse Comunitario e a Zone a Protezione Speciale, come ampiamente discusso in questa trattazione.

Inoltre, la scelta di aerogeneratori da 6,0 MW consente l'impiego di un numero ridotto di macchine, a parità di potenza, e una ridotta occupazione del territorio, che, tra l'altro, risulta essere prevalentemente antropizzato dall'uomo, data la presenza significativa di aree coltivate e di seminativi.

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. Inoltre, le suddette opere sono prossime alla viabilità principale SP37.

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 324,1 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 5 m, circa 309,5 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 10 m e circa 260 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.

13.3 Alternative dimensionali

Come ampiamente discusso, l'impianto in progetto presenta una potenza nominale pari a 54 MW, prodotta da 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,0 MW ciascuno, altezza della torre valutata al mozzo pari a 135 m, rotore di diametro pari a 170 m.

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

La valutazione anemologica preliminare condotta sul sito individuato ha portato a propendere per tale aerogeneratore perché consente la massimizzazione dell'energia annua prodotta. Inoltre, la turbina eolica individuata, sulla base delle specifiche fornite dal costruttore, è ritenuta idonea al contesto circostante da un punto di vista dell'impatto acustico, valutazione avvalorata anche alla luce delle simulazioni fatte a partire dalle misure di emissione acustiche, effettuate nella fase ante-operam e riportate nella presente trattazione.

Le caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore di progetto e l'ubicazione dei ricettori sensibili circostanti sono tali da ritenere tale macchina idonea al contesto da un punto di vista della sicurezza della popolazione nel caso di accidentale rottura dell'organo rotante.

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 e il piano di mitigazione ambientale in fase di esercizio, sono state valutate le alternative dimensionale in funzione dei seguenti aspetto:

- 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.

13.4 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 e 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 e 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 13.4.1.**).

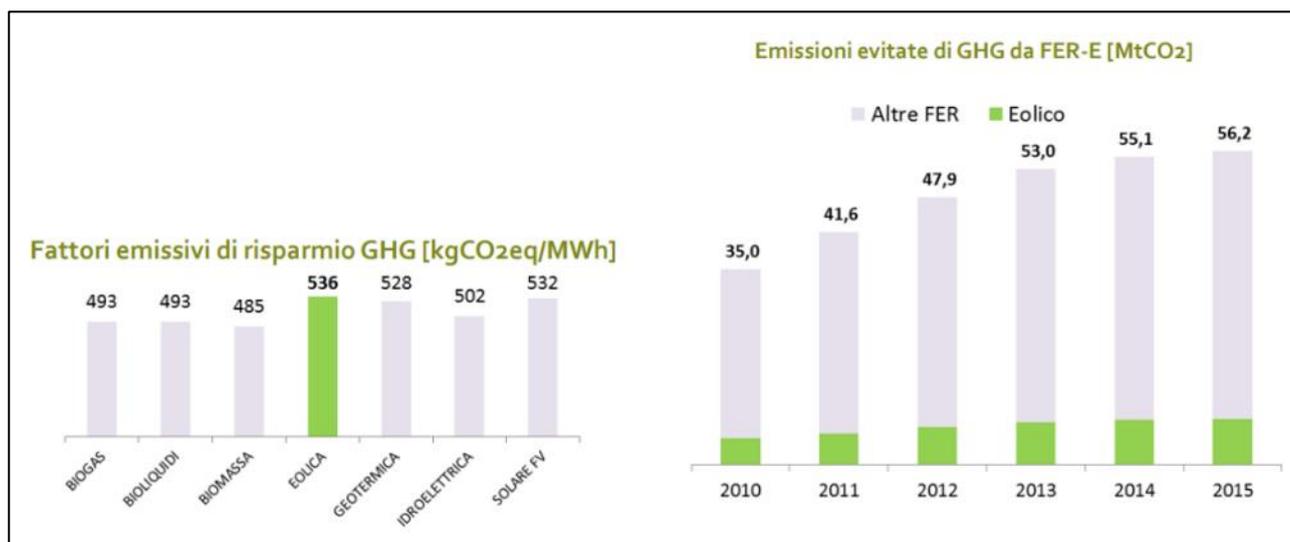


Figura 13.4.1. Emissioni di gas serra prodotte da diverse tecnologie FER – Fonte GSE

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 13.4.1. 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 e 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 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 6,0 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.

13.4.1 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 meteorologici 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 circa 2004 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 128 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 128 GWh/1500 h, ovvero circa 85.3 MW.

L'alternativa progettuale considerata, quindi, è quella di un impianto fotovoltaico di circa 85,3 MW, costituito da 15 campi fotovoltaici da 5,7 MW, ognuno contenente 8960 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 collinari con pendenze che variano tra il 10% e il 20%, l'impianto fotovoltaico verrà realizzato con pannelli fissi orientati a sud ed inclinati di 35°.

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 85,3 MW è pari a circa 170 ettari.

L'impianto eolico in progetto, invece, presenta un'occupazione del suolo di circa 22,05 ettari in fase di cantiere e 15,2 ettari in fase di esercizio (di maggiore durata rispetto alla fase precedente), di gran lunga inferiore ai 170 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 (“ALEG003 Quadro economico”), l’impianto eolico in progetto ha un costo totale di circa 88 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 84 milioni, di gran lunga 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 170 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 6,0 MW risulti più vantaggiosa.

13.4.2 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 1800. Sulla base di questa ipotesi, per produrre la stessa quantità di energia sarebbe necessario installare 36 aerogeneratori per una potenza totale installata pari a 72 MW.

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

- impianto di progetto di 9 aerogeneratori di potenza unitaria 6,0 MW, altezza al mozzo pari a 135 m e rotore di diametro pari a 170 m.
- impianto di 36 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)
9	220	11.000 m
35	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 35 WTG è di molto più grande rispetto a quello da 9 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 36 WTG è maggiore rispetto a quello dovuto dal progetto di 9 WTG.

La distanza di 5 diametri per la turbina da 6,0 MW è pari a 850 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 36 aerogeneratori contro quello dovuto ai 9 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)	Piste (fase di esercizio)	TOTALE
9	4959,2 mq x 9 = 44.633 mq	9.863 m x 5 m = 49.315 mq	93.948 mq
36	1000 mq x 36 = 36.000 mq	4x 9.863m x 4,5 m = 177.534 mq	213.534 mq

Tale valutazione di massima ha messo in evidenza che il suolo occupato da un impianto costituito con WTG da 2 MW è pressoché 2,27 volte quello occupato con macchine da 6,0 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 di 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 510 m (3 diametri rotore da 170 m) degli aerogeneratori da 6,0 MW.

Pertanto, anche in termini di impatto su flora e fauna l'installazione di 35 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 36 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 9 aerogeneratori da 6,0 MW riporta un costo totale di realizzazione pari a circa 88 milioni ovvero 1,63 Mln/MW.

Essendo l'impianto da 2 MW di potenza complessiva pari a 72 MW, sulla base del costo/MW stimato sopra, si può considerare un costo totale di realizzazione pari a circa 117 milioni di euro.

Tale incremento è giustificato in quanto per la realizzazione di 36 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 33%.

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 6,0 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 6,0 MW risulti più vantaggiosa.

14. 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 medio;
- avifauna: impatto medio;
- suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare: impatto basso;
- paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali: impatto basso;
- archeologico: impatto medio;
- acqua: impatto basso;
- aria e clima: impatto basso;
- rumore: impatto basso.

15. 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 Albano, grazie all'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, rende possibile la produzione di circa 108,235 GWh/annui utili a soddisfare il fabbisogno energetico di circa 60.128 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.