

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



**REGIONE
BASILICATA**

Progetto Definitivo

Parco Eolico Albano

Titolo elaborato:

Relazione generale del progetto

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
ALEG002

Formato A4

Scala

Foglio 1 di 66

INDICE

1.PREMESSA	4
2.DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
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	23
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	29
7.3.Impatto elettromagnetico	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
13.NORMATIVA DI RIFERIMENTO	53
14.PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	59
ALLEGATO 1: REPORT FOTOGRAFICO STATO DI FATTO ANTE OPERAM	62

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), di potenza totale pari a 54 MW e punto di connessione in corrispondenza della Stazione Elettrica (SE) della RTN Terna 150/36 kV di futura realizzazione nel Comune di Brindisi Montagna (PZ).

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

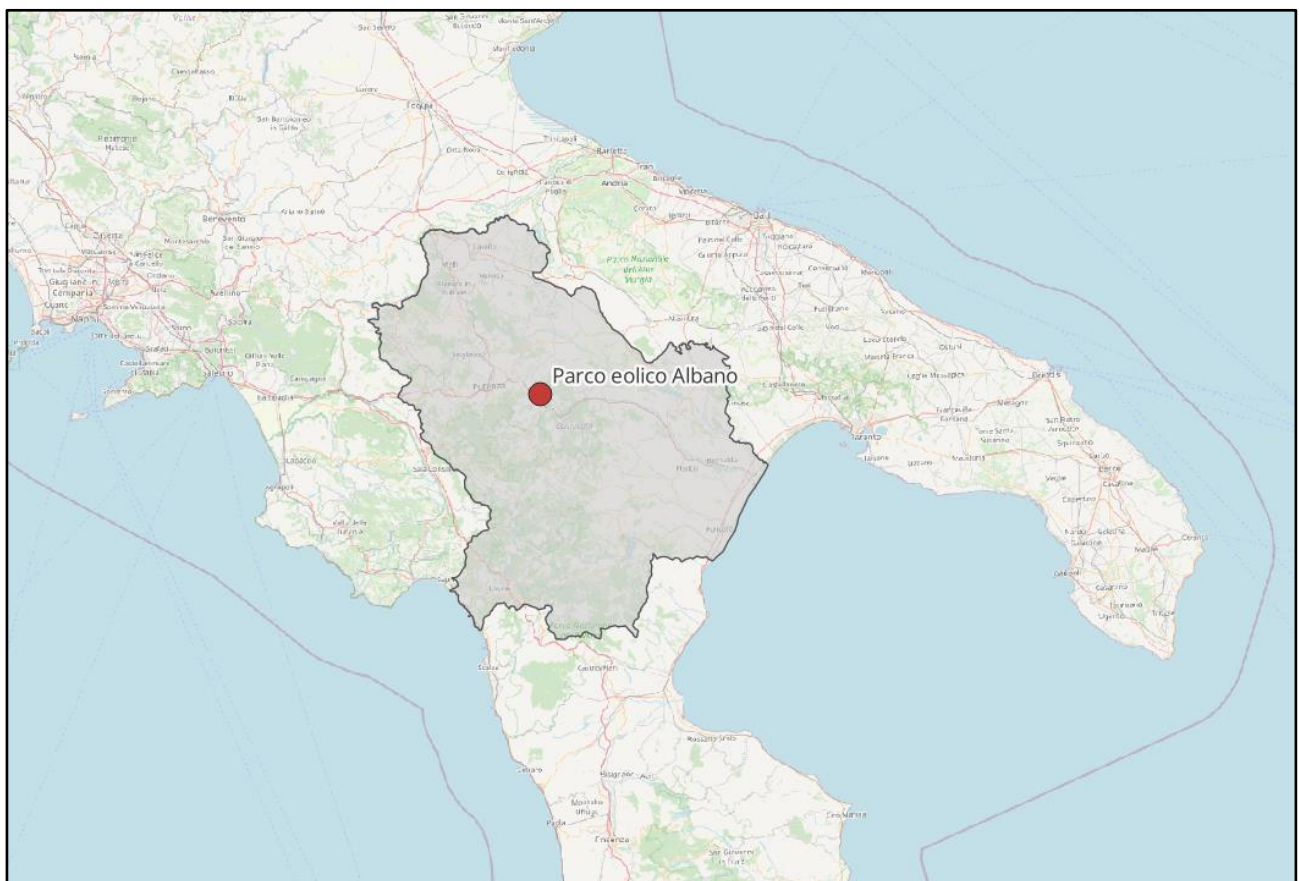


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Albano

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**).

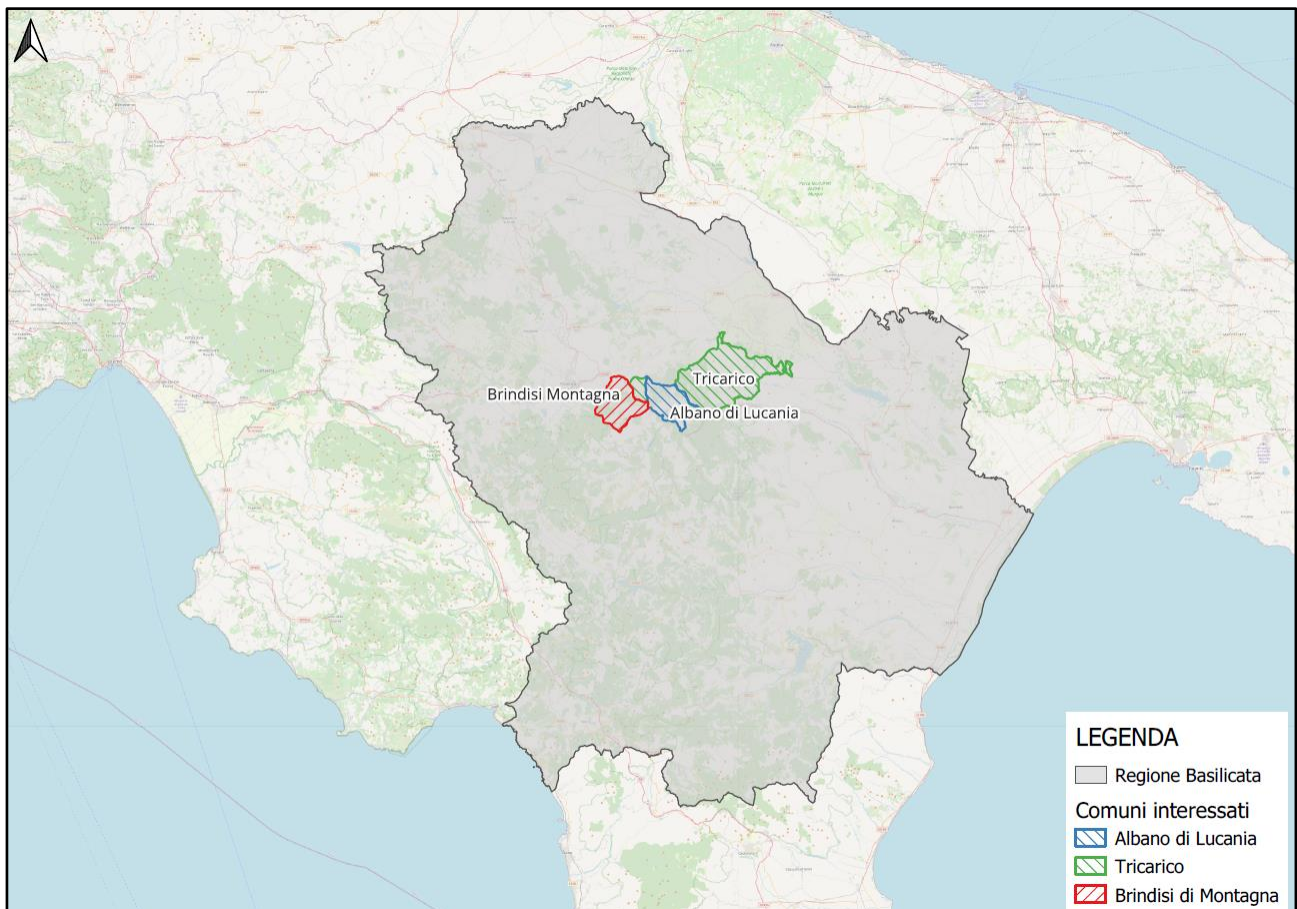


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

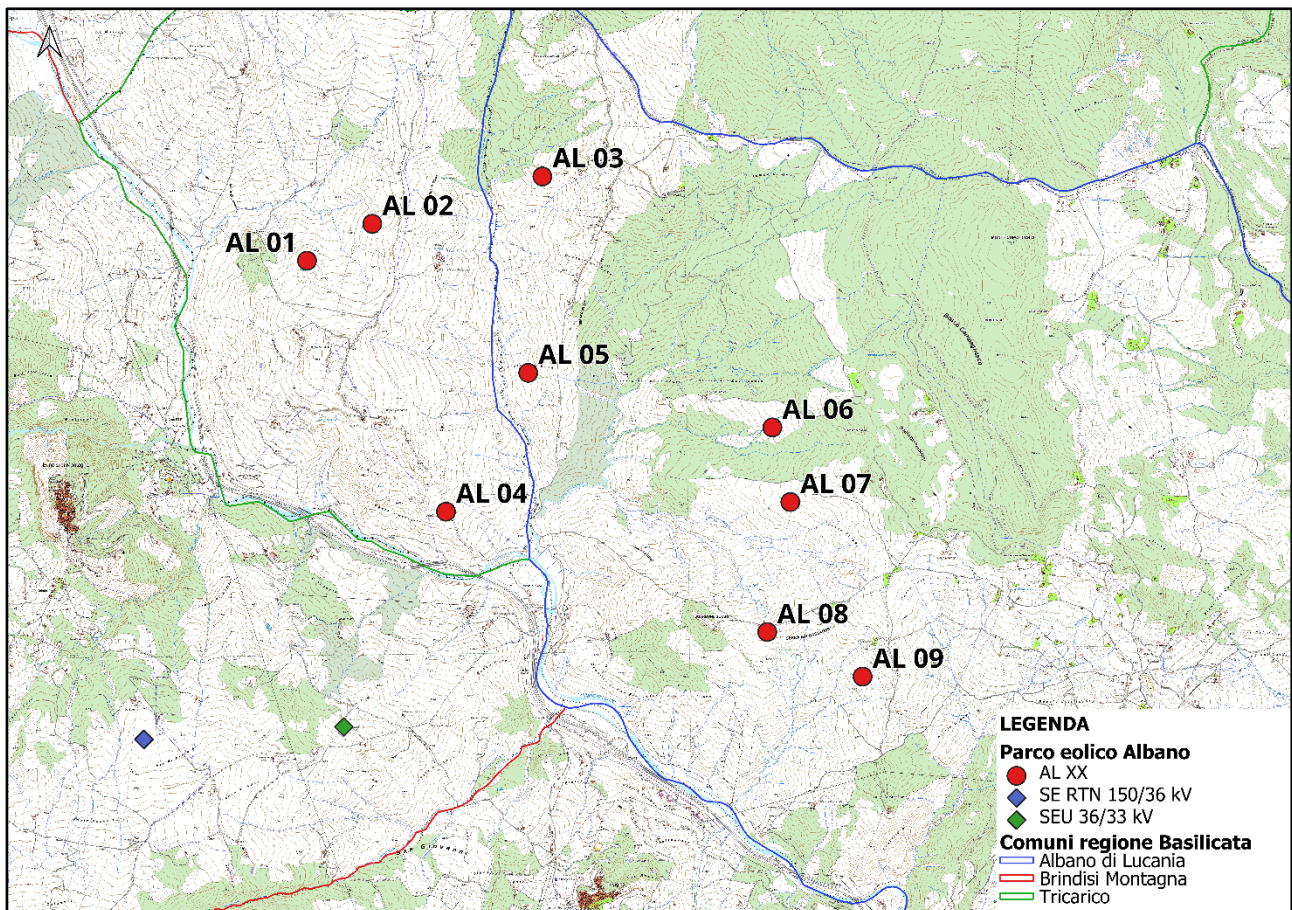


Figura 2.2: Layout d'impianto su CTR con i limiti amministrativi dei comuni interessati

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).

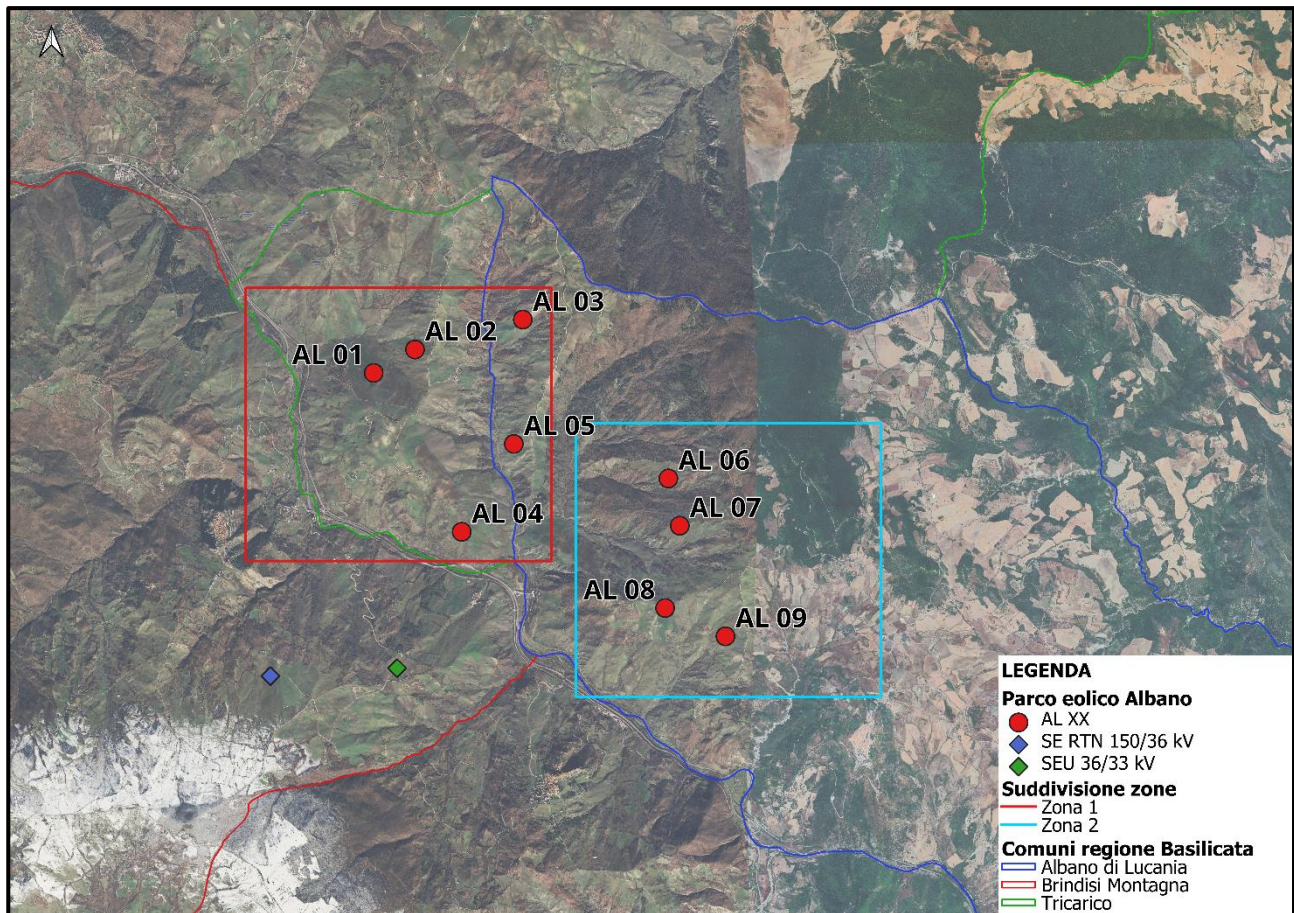


Figura 2.3: Layout d’impianto su ortofoto suddiviso in zone: Zona 1 (rettangolo rosso) e Zona 2 (rettangolo ciano)

Le turbine eoliche sono collegate mediante un sistema di linee elettriche interrate 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 interrate 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.

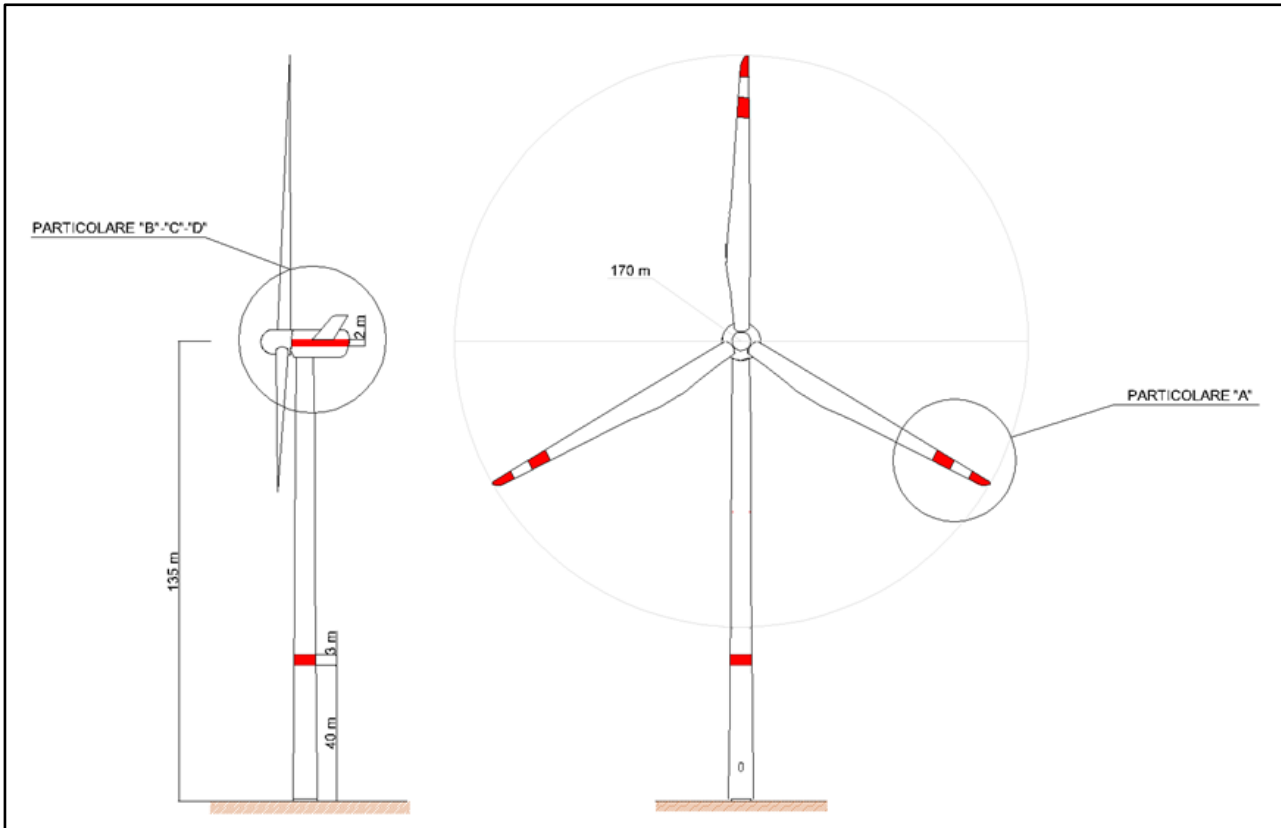


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6,0 MW – HH = 135 m – D = 170 m

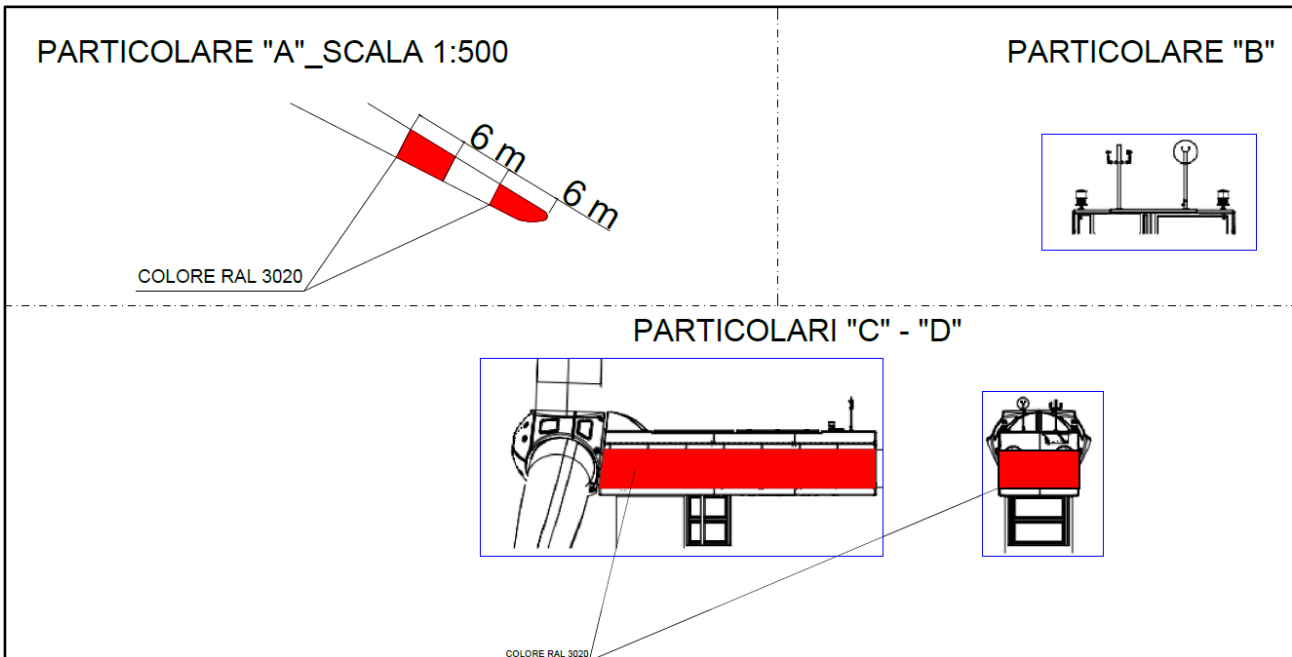


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6,0 MW – HH = 135 m – D = 170 m

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

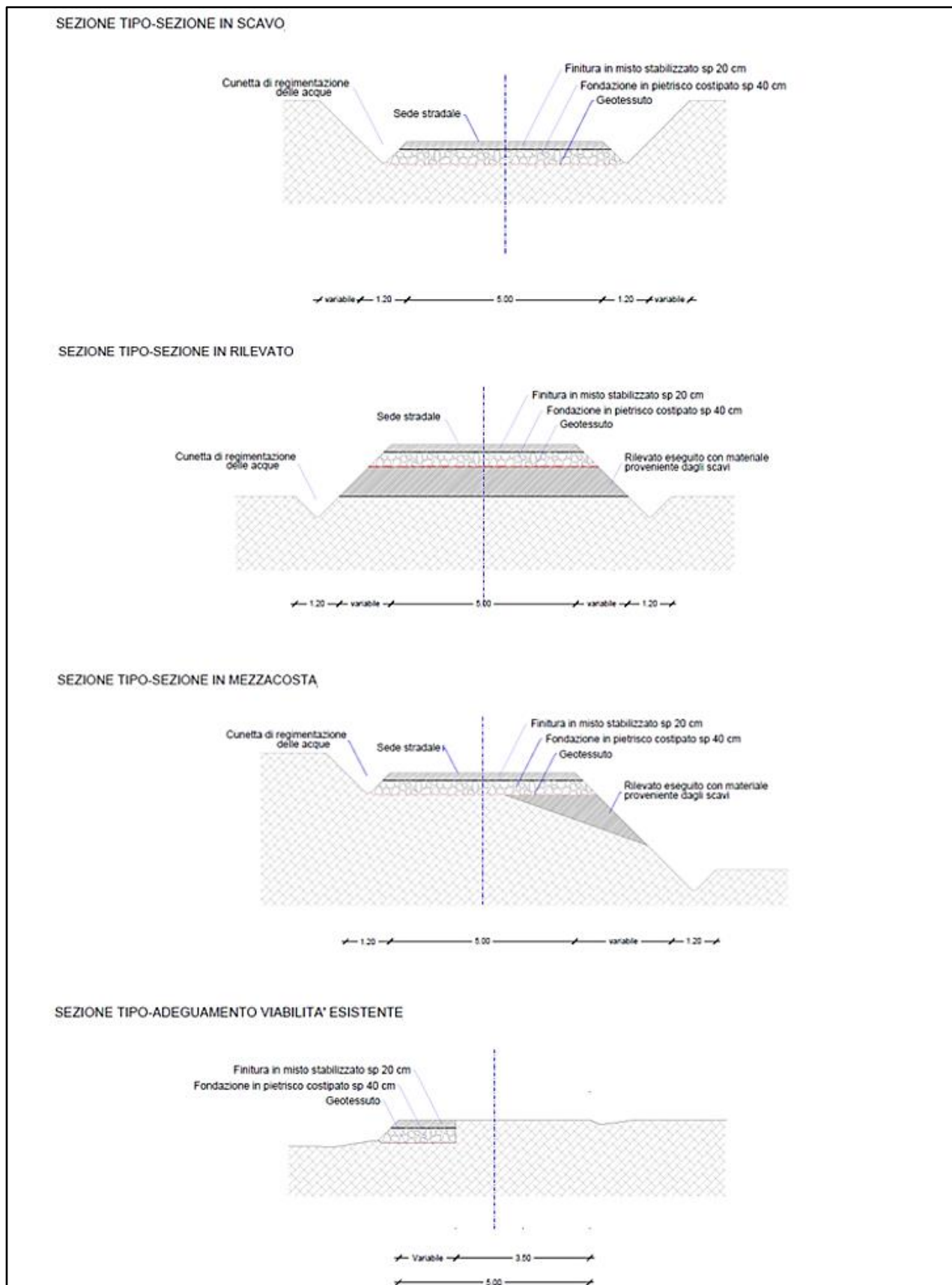


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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**).

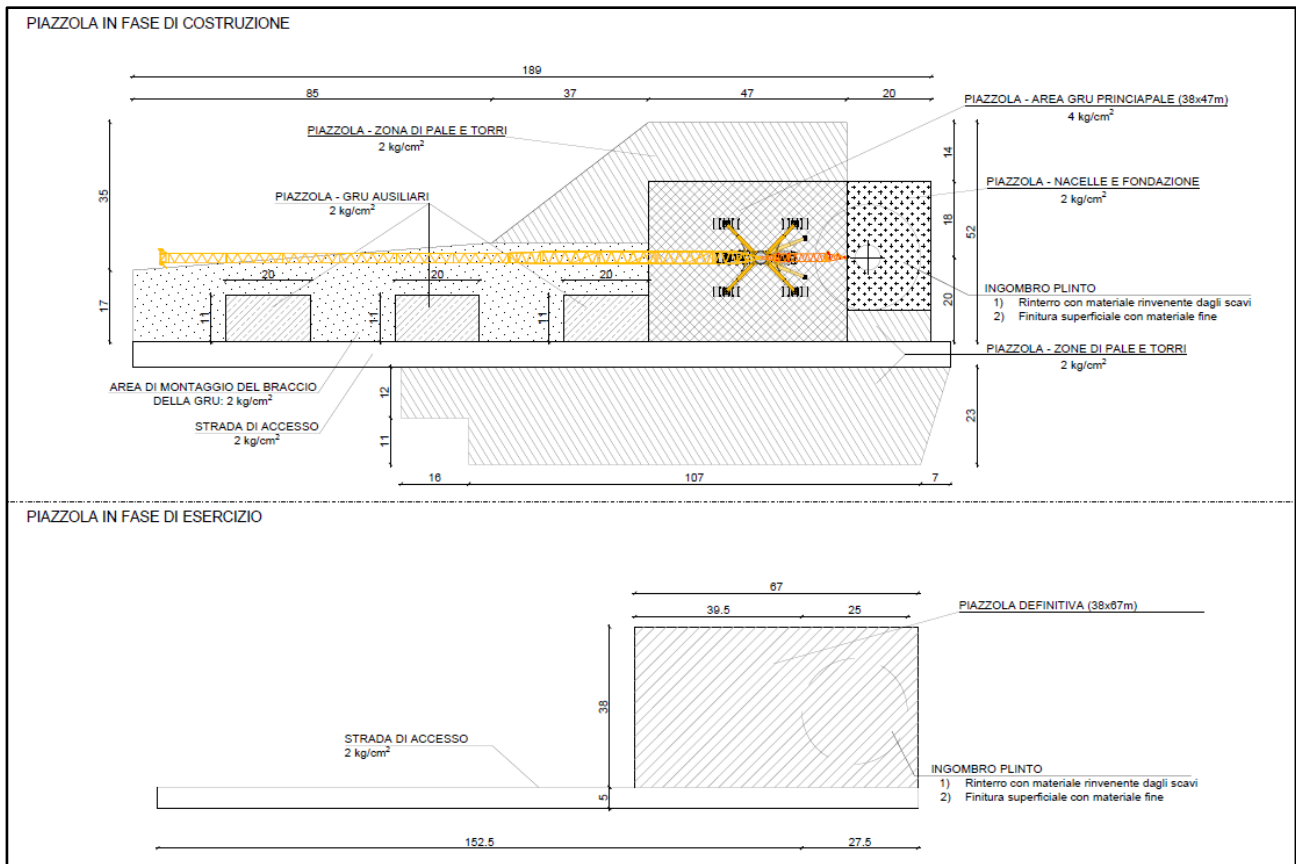


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

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.

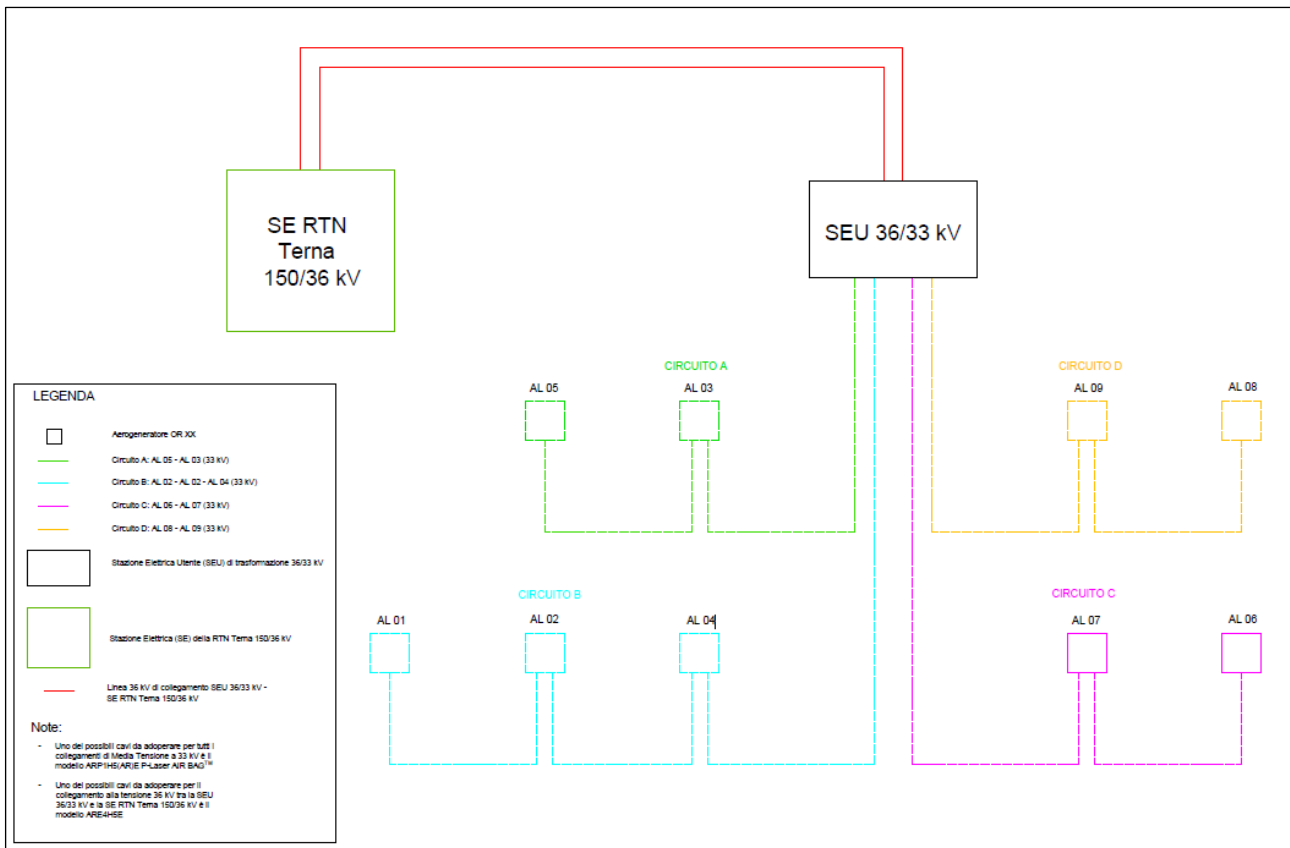


Figura 2.3.2.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Albano

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").

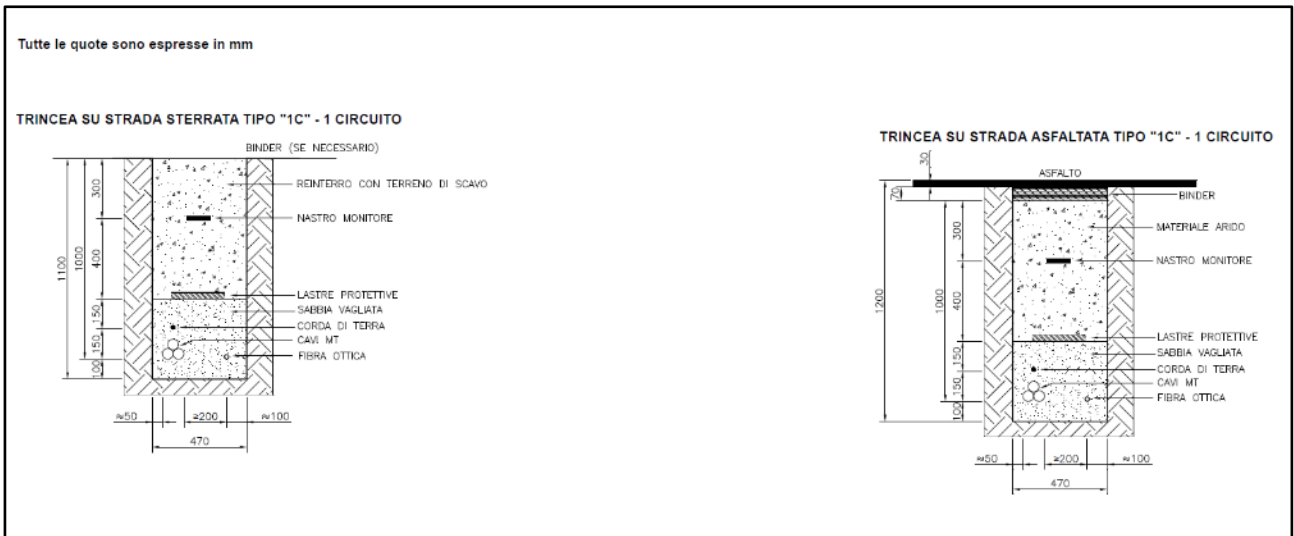


Figura 2.3.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

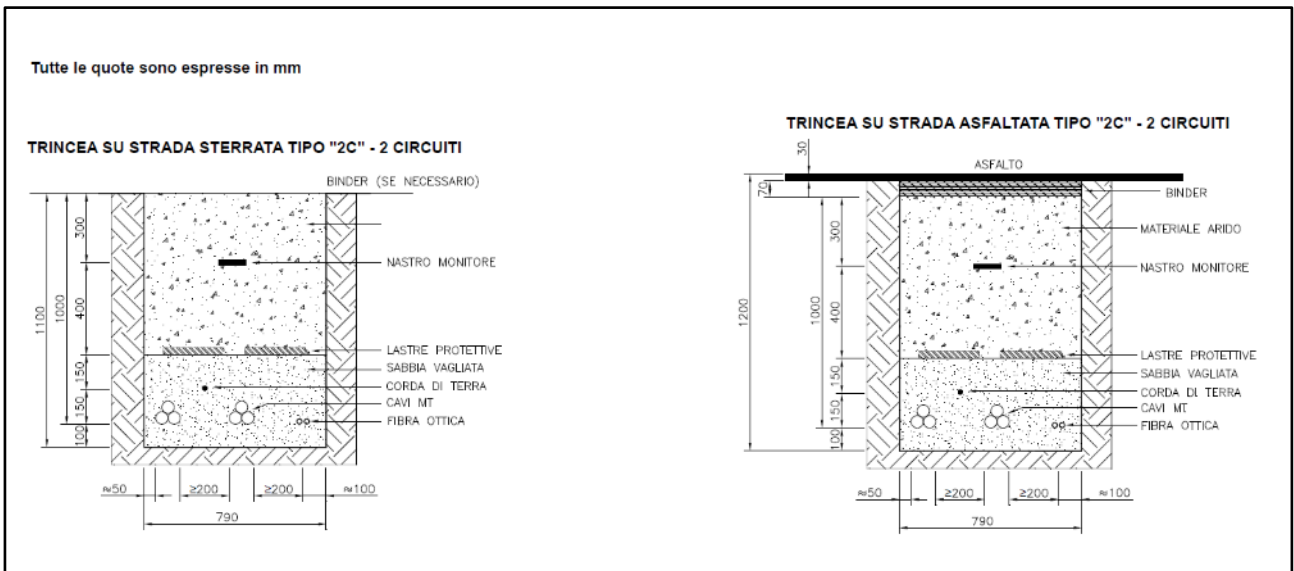


Figura 2.3.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

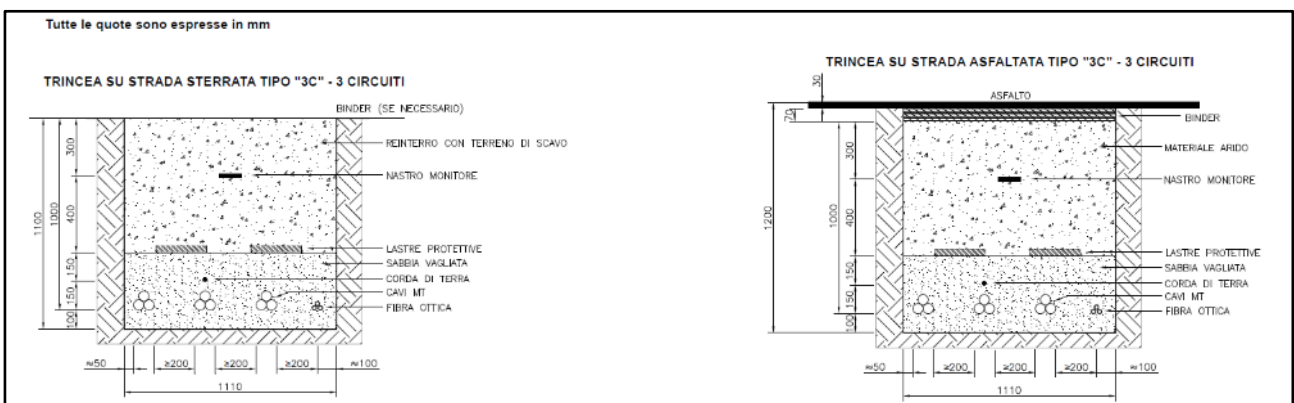


Figura 2.3.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

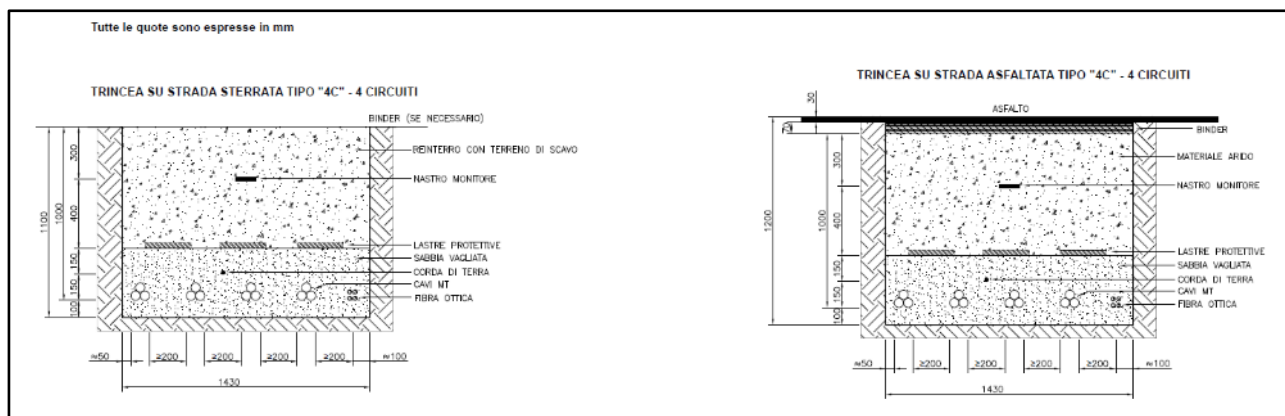


Figura 2.3.2.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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 mm², 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 mm² 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 mm².

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.

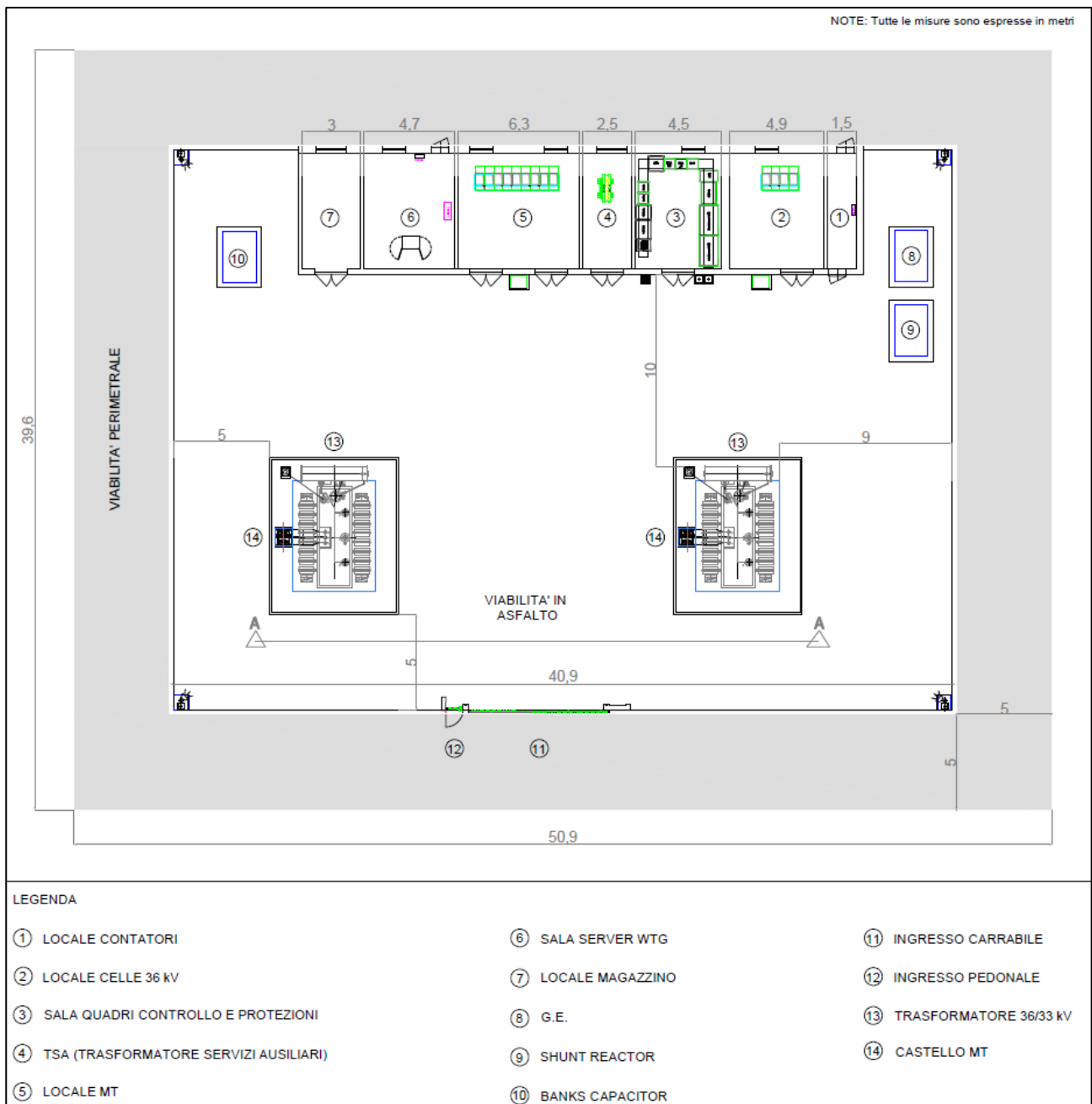


Figura 2.3.3.1: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 36/33 kV

Presso la Stazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di $29,4 \times 6,7 \text{ m}^2$, 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").

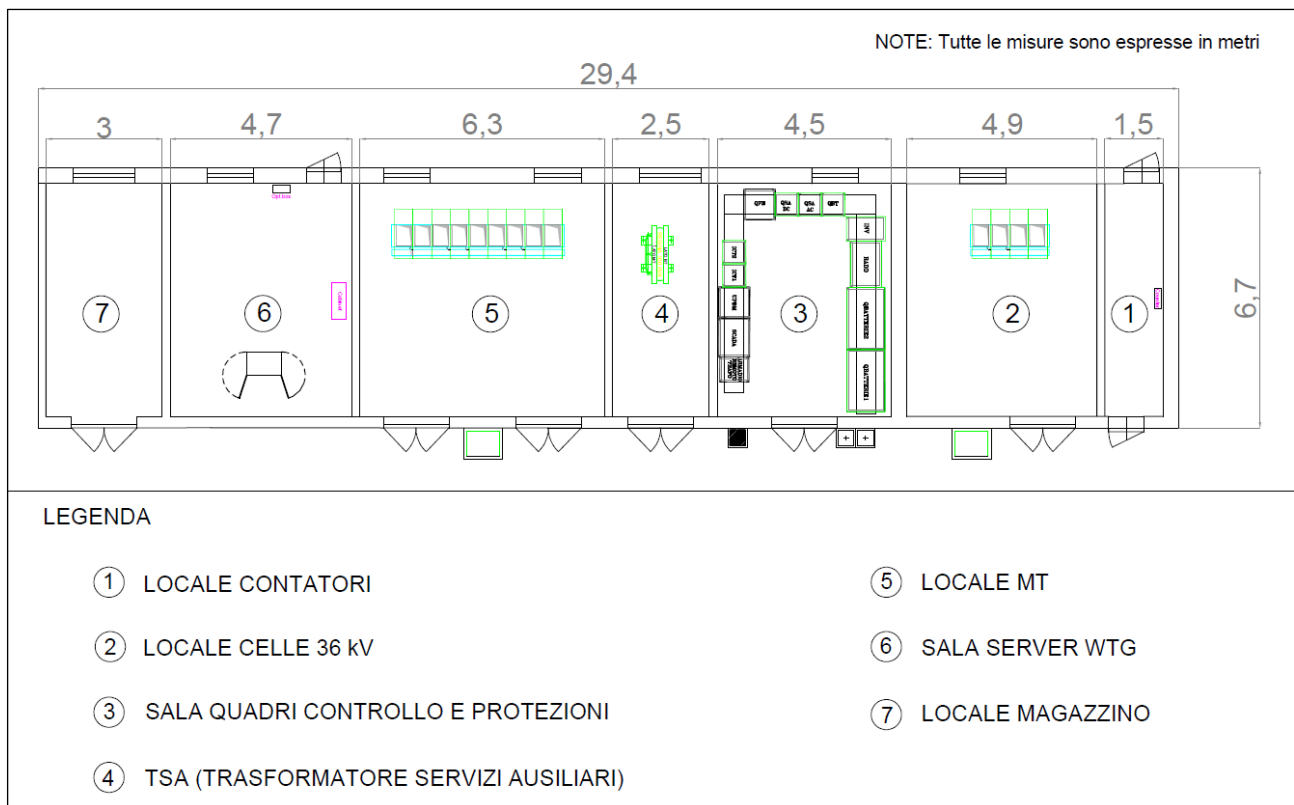


Figura 2.3.3.2: Pianta edificio di controllo SEU 36/33 kV

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

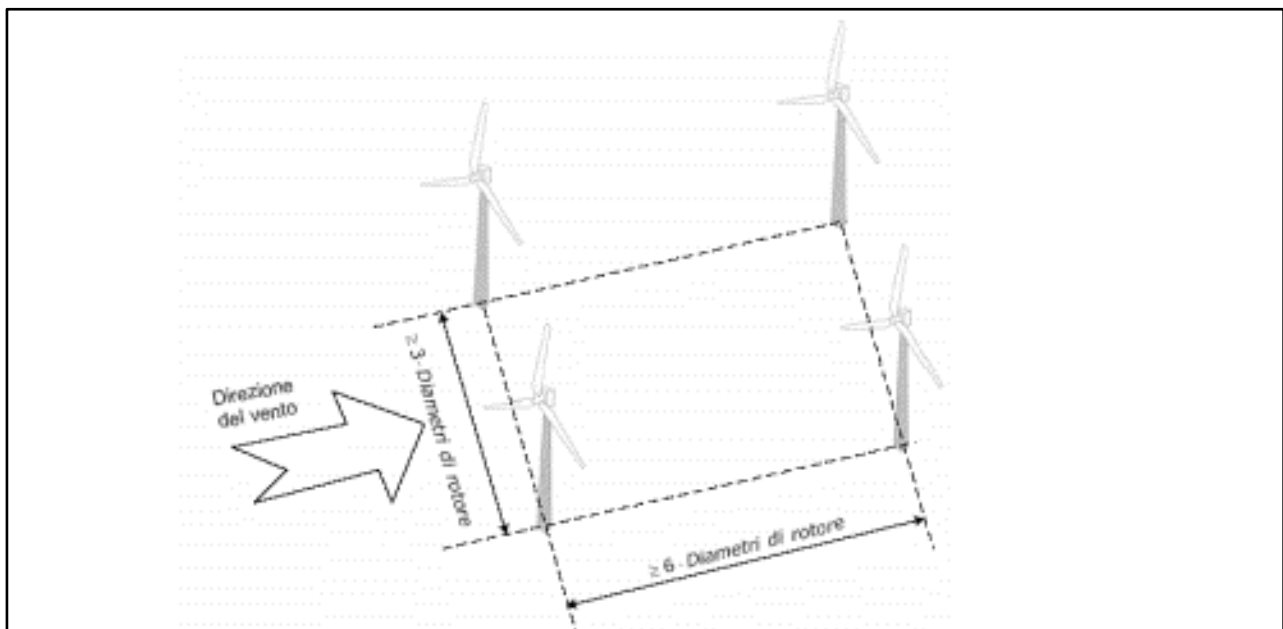


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

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.

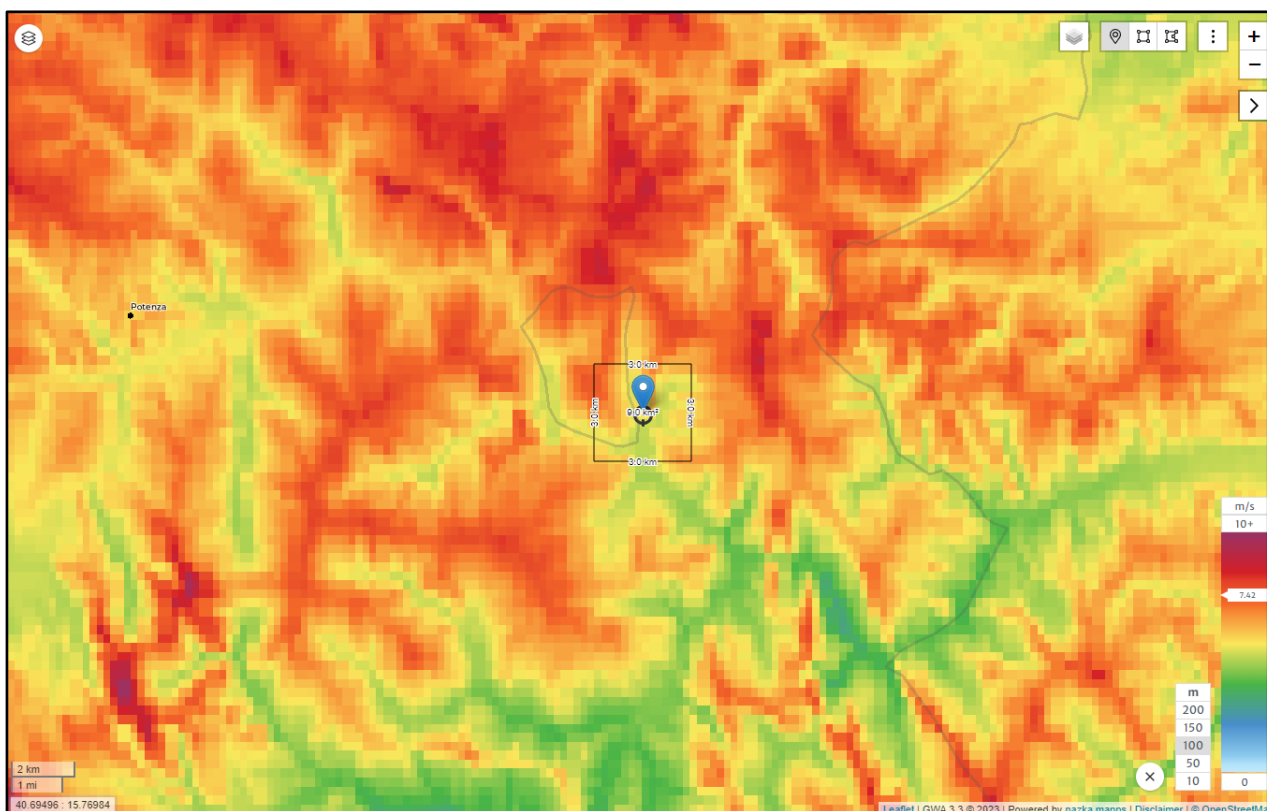


Figura 8.1.1a: Estratto Atlante Eolico RSE a 100 m s.l.t

La direzione prevalente del Vento è stata valutato 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 Immessa in rete annua P50	108.235 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).

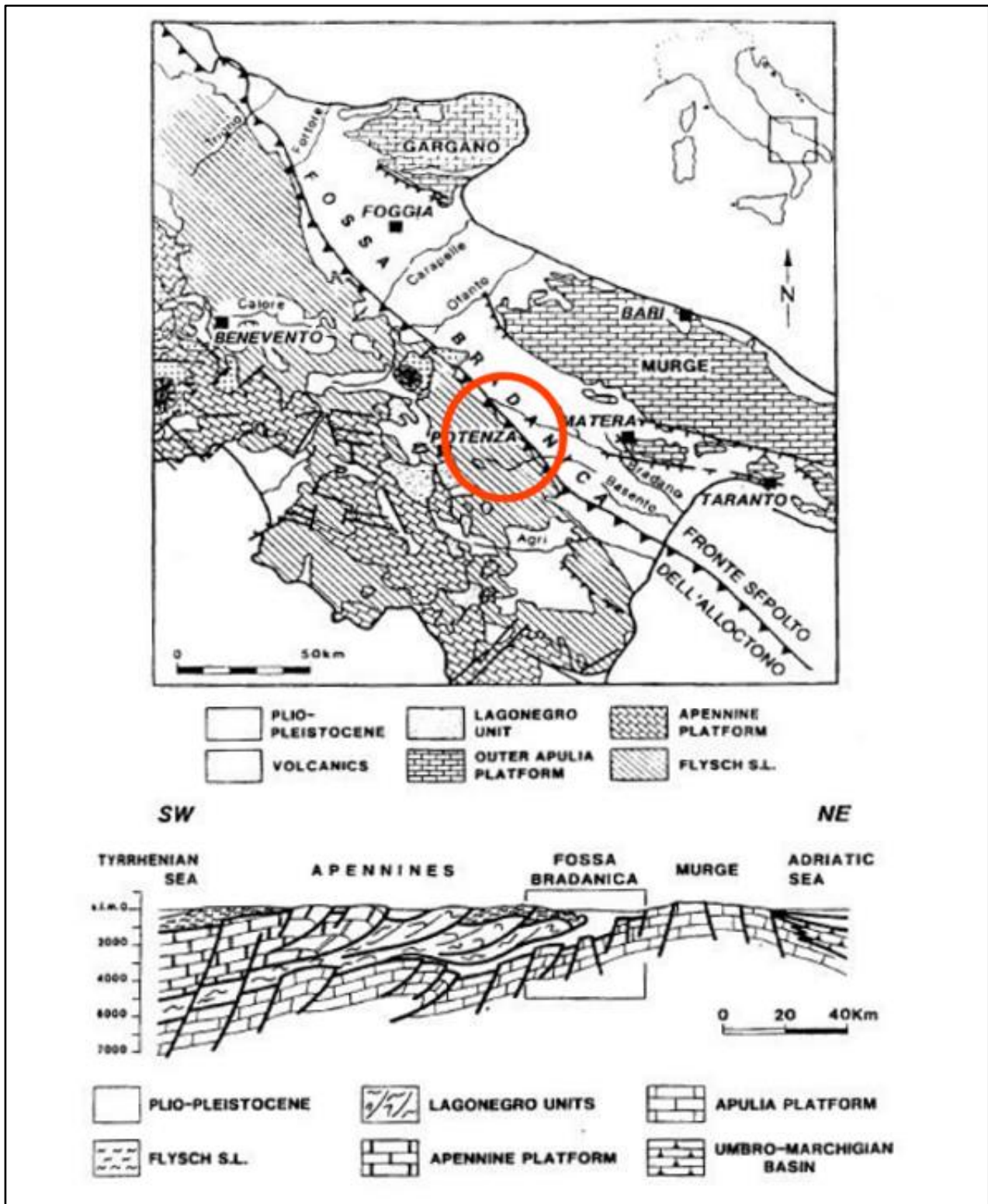


Figura 8.2.1: Carta geologica schematica e sezione geologica attraverso l'Appennino Meridionale e la Fossa Bradanica.

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.

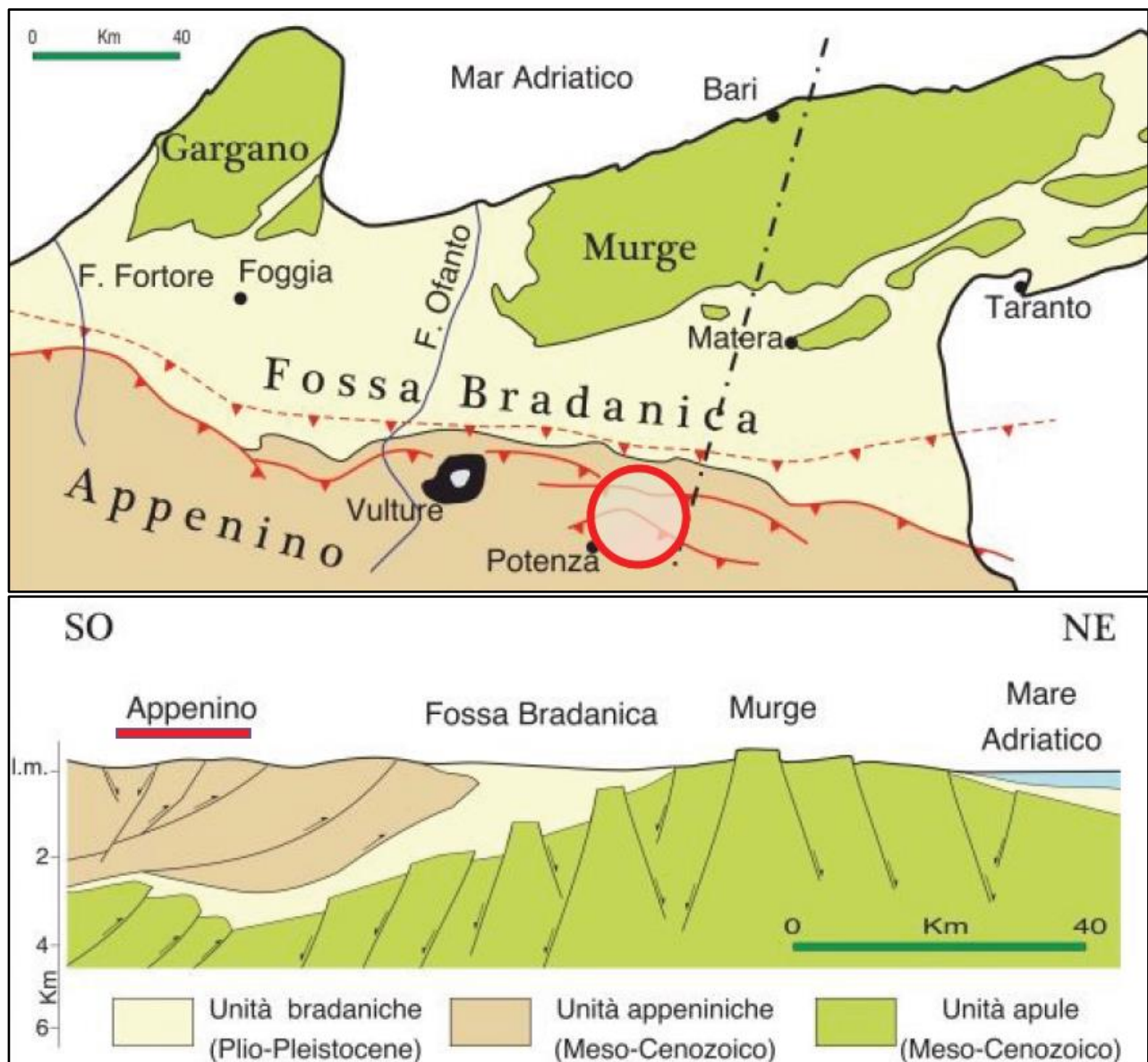


Figura 8.2.2: Schema geologico-strutturale del sistema Appennino meridionale-Fossa bradanica-Avampaese Apulo

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.

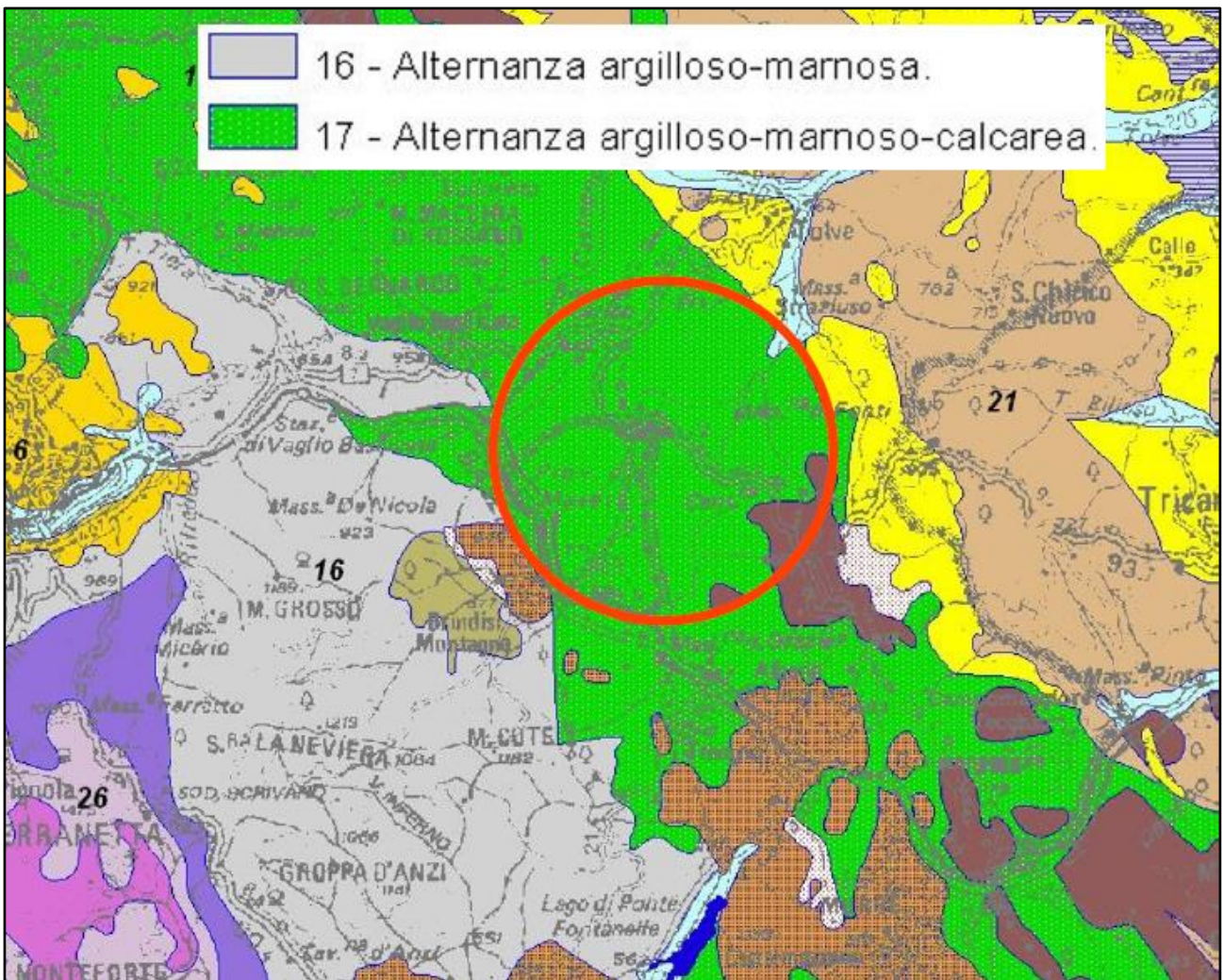


Figura 8.2.3: Litologia in affioramento nell'area

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".

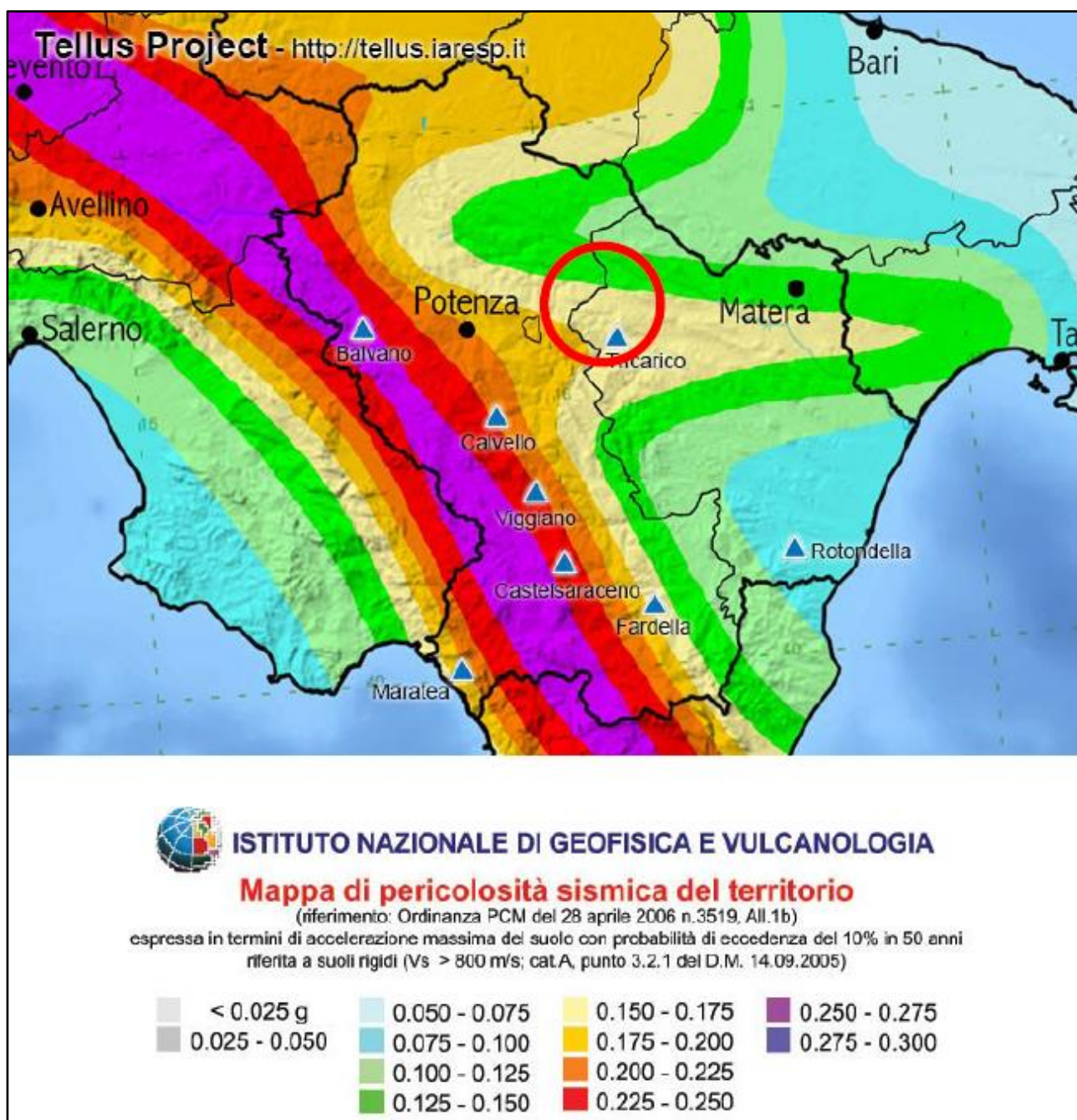


Figura 8.3.1: Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (Fonte INGV)

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 foraggiere 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**)

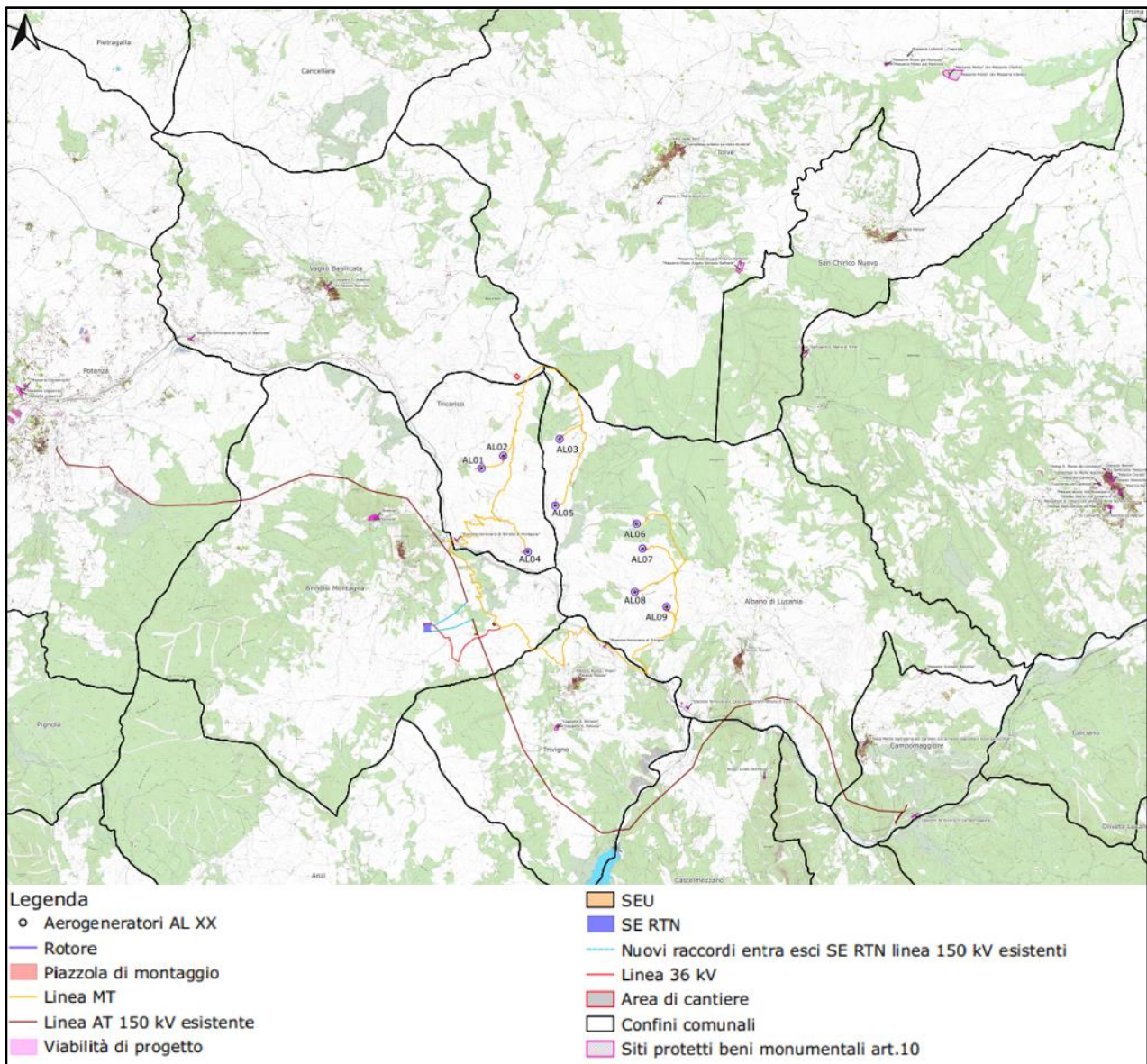


Figura 9.1.1.2: Beni monumentali di cui all' Art. 10 D.lgs. 42/2004 e aerogeneratori di progetto (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ALSA132 Carta dei Beni Monumentali con area d'impianto")

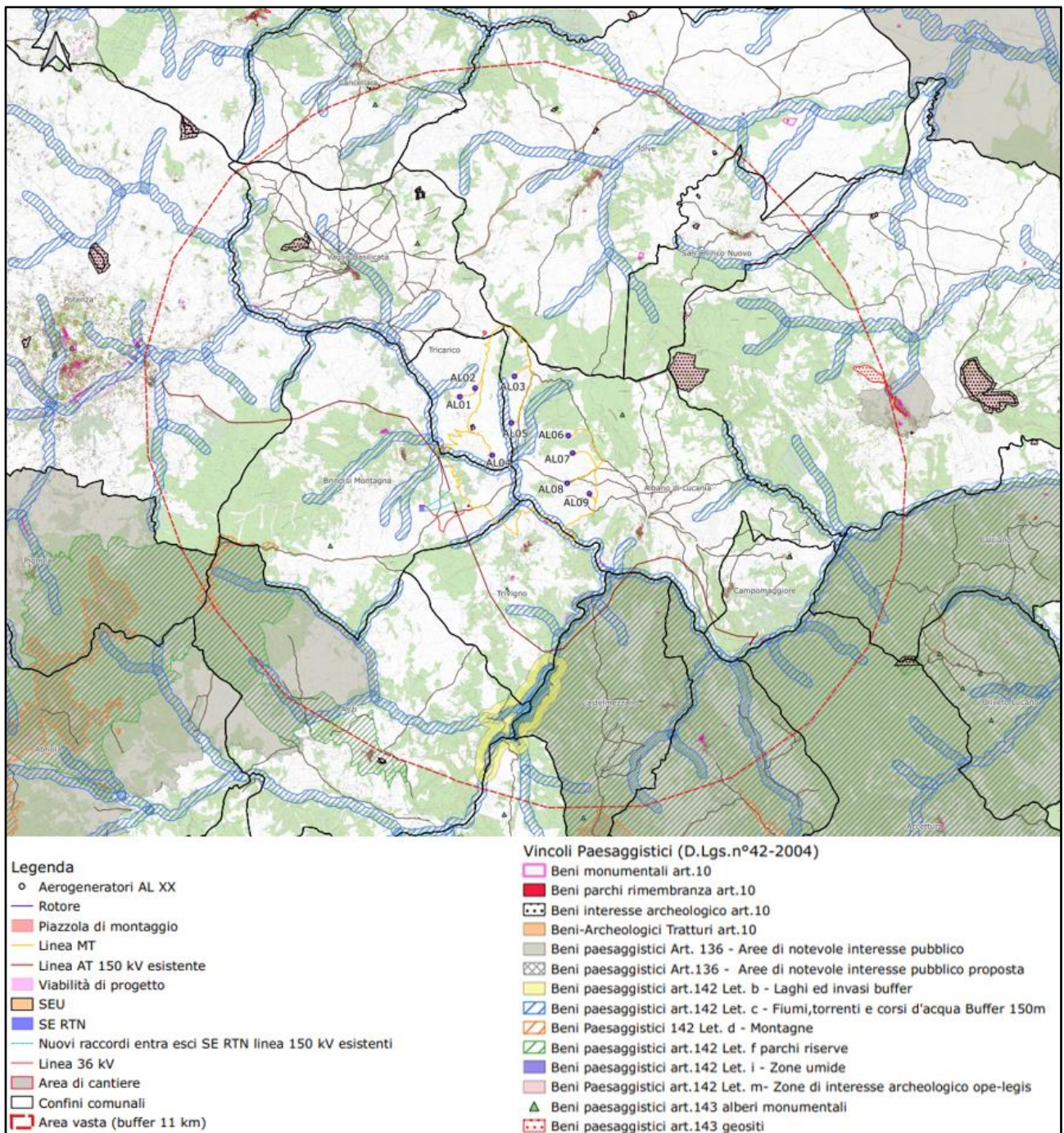


Figura 9.1.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 11 km) – Fonte: Regione Basilicata (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ALSA130a Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta”)

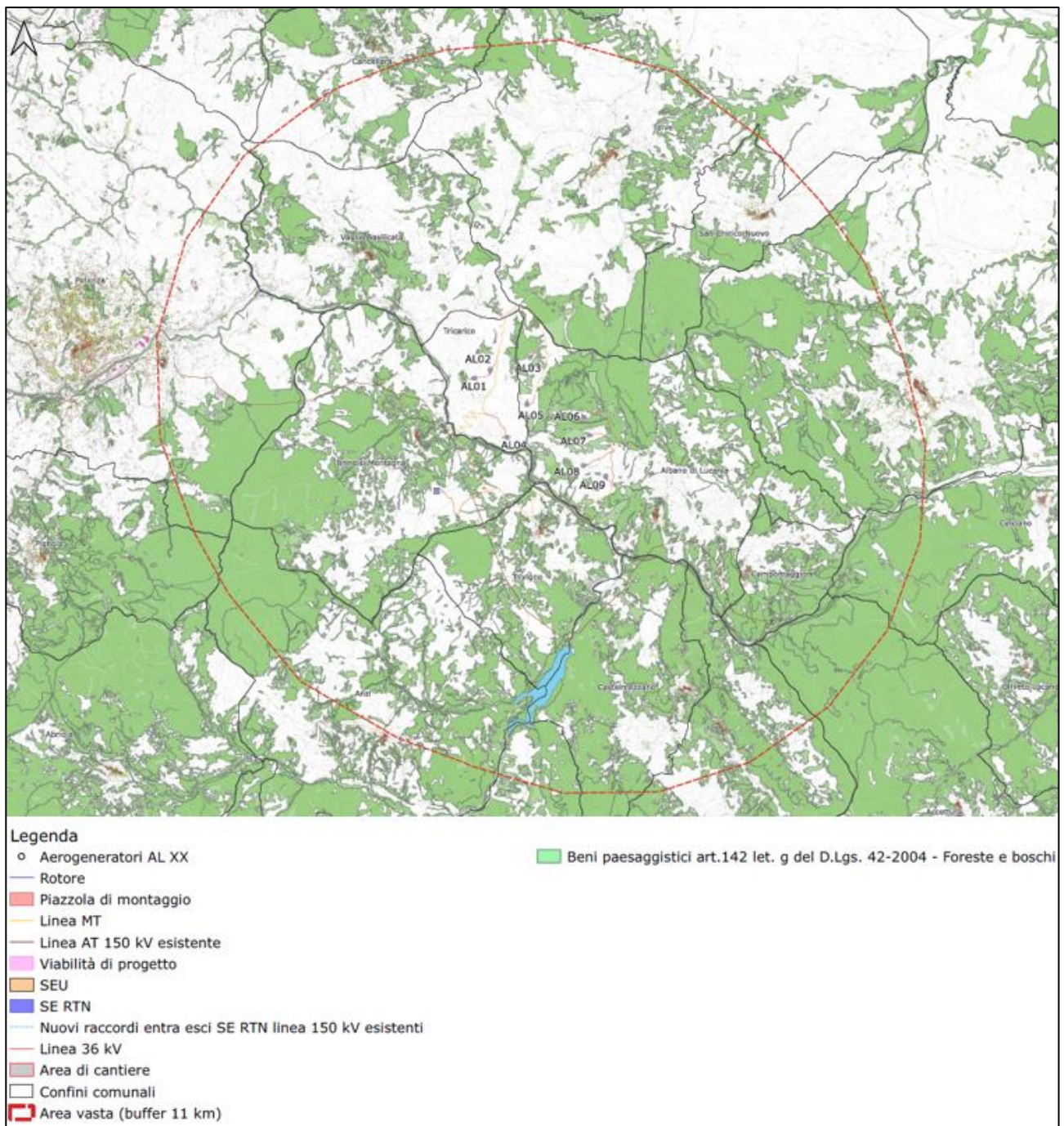


Figura 9.1.1.4: Carta dei vincoli paesaggistici relativamente a Foreste e Boschi con area Vasta (buffer 11 km) – Fonte: Regione Basilicata (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ALSA130b Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta – D. Lgs 42/2004 Art.142 Lett.g Foreste e Boschi”)

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.

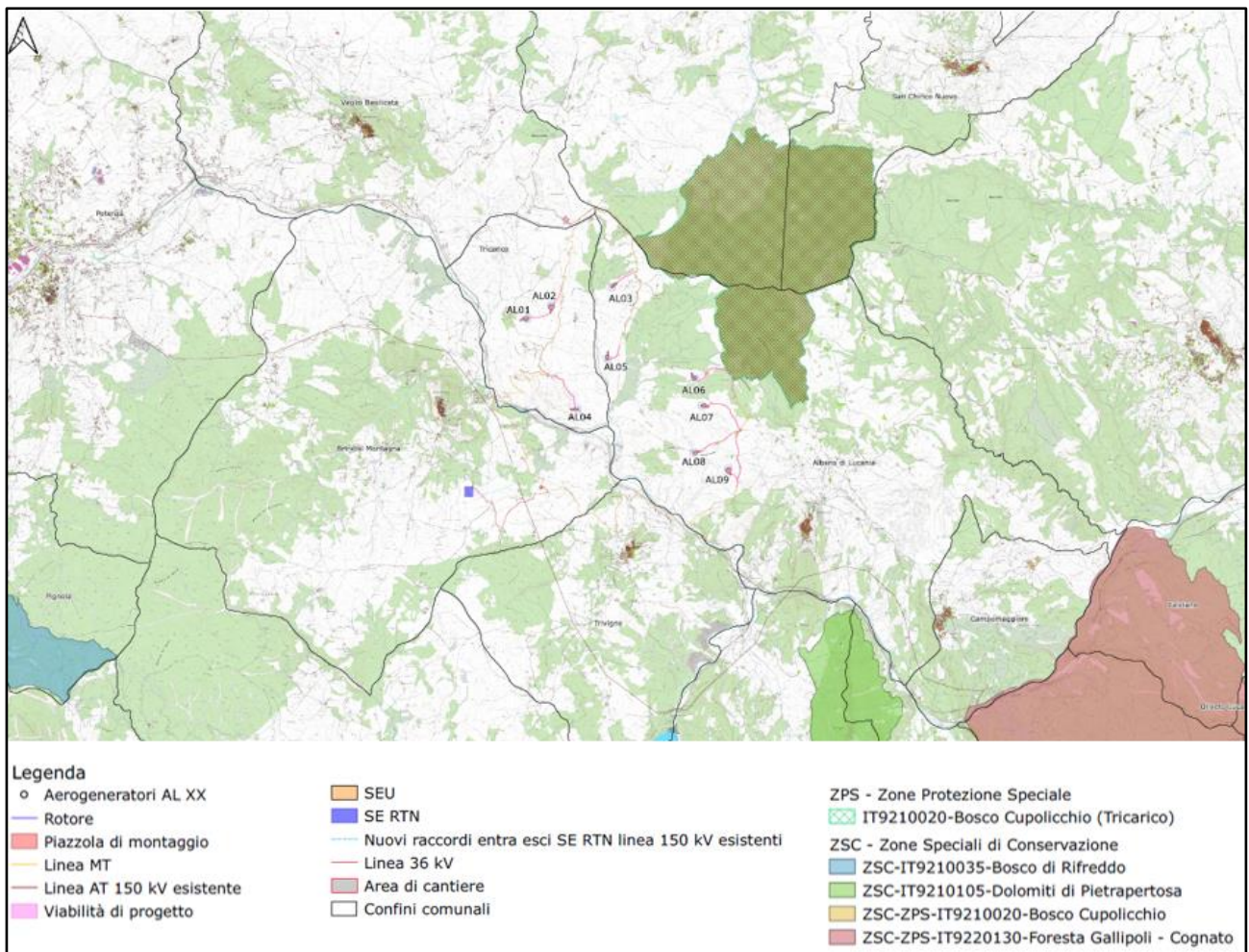


Figura 10.1: Zone ZPS/ZSC con area d’impianto (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto “Carta delle aree protette Rete Natura 2000 con area d’impianto”)

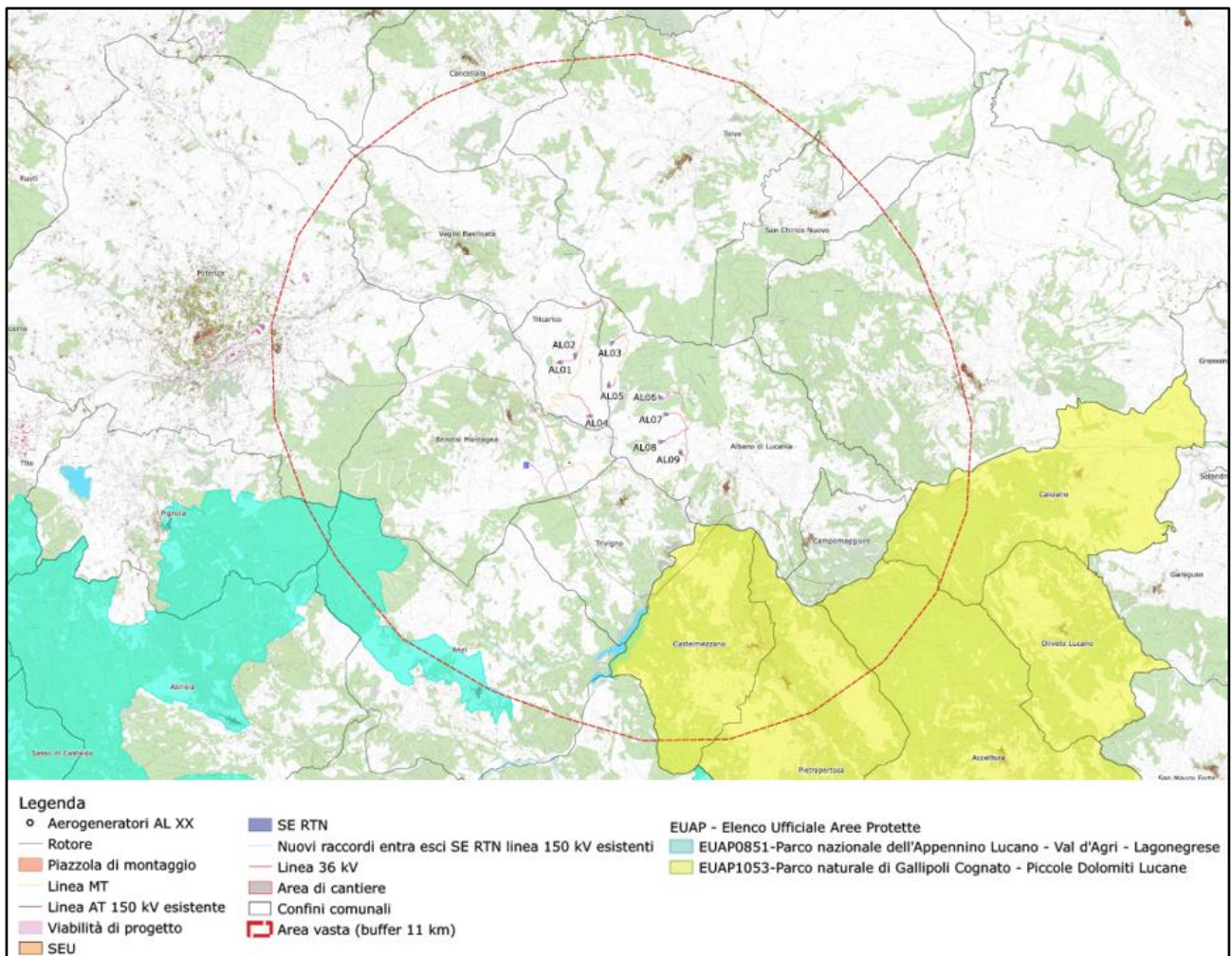


Figura 10.2: Zone EUAP con perimetro area vasta (*Fonte RSDI*)

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.

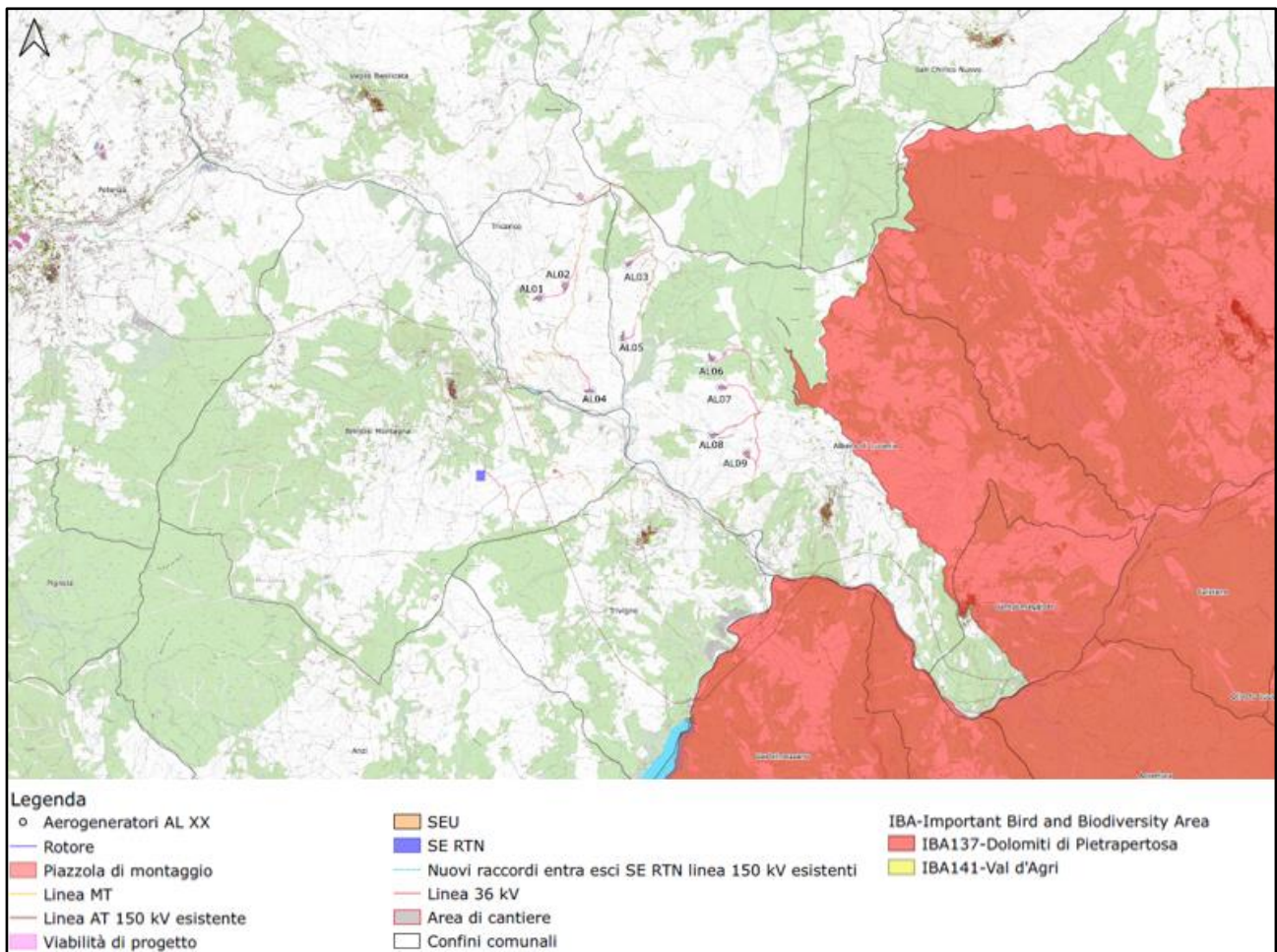


Figura 10.3: Important Birds Area (Zone IBA) con area d'impianto (*Fonte RSDI*)

L'impianto eolico potrebbe generare un incremento della mortalità degli uccelli e chiroterteri 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 chiroterteri 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.

13. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

Settore energetico:

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

constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;

- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti).

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi:

- Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (P.I.E.A.R.) - pubblicato sul BUR n. 2 del 16 gennaio 2010;
- disciplinare per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 2260 del 29 dicembre 2010, modificato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 41 del 19 gennaio 2016;
- L.R. 19 gennaio 2010 n. 1 "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico

Ambientale Regionale d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 - l.r. n. 9/2007";

- L.R. 26 aprile 2012 n. 8 "Disposizioni in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili";
- L.R. 09 agosto 2012 n. 17 "Modifiche alla legge regionale 26 aprile 2012, n. 8";
- D.G.R. 07 luglio 2015 n. 903 "D.M. del 10 settembre 2010. Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- L.R. 30 dicembre 2015 n. 54 "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10 settembre 2010";
- L.R. 22 novembre 2018, n. 38, "Seconda variazione al bilancio di previsione pluriennale 2018/2020 e disposizioni in materia di scadenza di termini legislativi e nei vari settori di intervento della Regione Basilicata";
- L.R. 13 marzo 2019, n. 4, "Ulteriori disposizioni urgenti in vari settori d'intervento della Regione Basilicata";
- L.R. 6 novembre 2019, n.22, "Modifiche alla L.R. 13 marzo 2019, n.4. Ulteriori disposizioni urgenti in vari settori d'intervento della Regione Basilicata".

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

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

popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”);

- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
- DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell’11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M.LL.PP. 05/08/98 “Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne”;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 “Protezione delle linee di

telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolari del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;

- Circolare “Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT”, trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell’energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in

materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;

- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza:

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

modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);

- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

14. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

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

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

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

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Basilicata
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell’Acqua
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Basilicata – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Basilicata – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo
- Regione Basilicata – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio
- Regione Basilicata – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI
- Provincia di 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.

ALLEGATO 1: REPORT FOTOGRAFICO STATO DI FATTO ANTE OPERAM



Foto 1: Vista su strade ingresso aree piazzole di montaggio aerogeneratori AL01 e AL02



Foto 2: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL03



Foto 3: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL04



Foto 4: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL05



Foto 5: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL06



Foto 6: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL07



Foto 7: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL08



Foto 8: Vista su strada ingresso area piazzola di montaggio aerogeneratore AL09



Foto 9: Vista su area SEU



Foto 10: Vista su area SE RTN