

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO COLOBRARO TURSI

Titolo elaborato:

RELAZIONE GENERALE

GD	GD	WPD	EMISSIONE	24/11/21	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



WPD MURGE S.R.L.
CORSO D'ITALIA 83
00198 ROMA

CONSULENZA



GE.CO.D'ORS.R.L.
VIA P. AMEDEO N. 32
75021 COLOBRARO (MT)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice
PGRG002

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 68

Sommarìo

1.	INTRODUZIONE	4
2.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
3.	CRITERI DI PROGETTAZIONE	11
3.1.	LA CREAZIONE DI VALORE CONDIVISO	11
3.2.	L'APPROCCIO VALORIALE WPD: DALLA "ACCETTABILITÀ" ALLA "DESIDERABILITÀ"	12
3.3.	L'APPROCCIO METODOLOGICO WPD: COMUNICAZIONE E PARTECIPAZIONE	13
3.4.	POSSIBILI PROPOSTE DI VALORE CONDIVISO	15
3.5.	BEST PRACTICES	16
3.6.	FINALITÀ DEL PROGETTO	16
3.7.	DIMINUZIONE DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DI ANIDRIDE CARBONICA	17
4.	CRITERI SCELTE PROGETTUALI	18
4.1.	INSERIMENTO SUL TERRITORIO	20
4.2.	CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI	22
5.	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	23
5.1.	EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING	24
5.2.	IMPATTO ACUSTICO	24
5.3.	IMPATTO ELETTROMAGNETICO	25
5.4.	ROTTURA ACCIDENTALE DI ORGANI ROTANTI	25
6.	CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PARCO EOLICO	25
6.1.	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE	27
6.2.	VIABILITÀ E PIAZZOLE	29
6.3.	DESCRIZIONE OPERE ELETTRICHE	31
6.3.1.	AEROGENERATORI	31
6.3.2.	COLLEGAMENTO ALLA RTN	32
6.3.3.	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE UTENTE (SSEU)	33
6.3.4.	LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO MT	35
6.3.5.	SISTEMA DI TERRA	37
7.	DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	37
7.1.	COSTRUZIONE	38
7.1.1.	OPERE CIVILI	38
7.1.2.	OPERE ELETTRICHE E DI TELECOMUNICAZIONE	39

7.1.3.	INSTALLAZIONE AEROGENERATORI	40
7.2.	ESERCIZIO E MANUTENZIONE	40
7.3.	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	40
8.	INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	41
8.1.	CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ DELL'AREA D'IMPIANTO	41
8.2.	CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DELL'AREA D'INTERVENTO	45
8.3.	CARATTERISTICHE IDROLOGICHE DELL'AREA D'INTERVENTO	47
8.4.	MODELLO SISMICO DELL'AREA DI PROGETTO	49
8.5.	INFRASTRUTTURE VIARIE PRESENTI	50
8.6.	OPERE PRESENTI INTERFERENTI	50
9.	VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE E PAESAGGISTICA	50
10.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	60
10.1.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	60
10.2.	PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	66

1. INTRODUZIONE

Il Gruppo Wpd nasce in Germania, a Brema, nel 1996 e da oltre 20 anni opera nel settore delle energie rinnovabili, in particolare da fonte eolica. Ad oggi il Gruppo Wpd ha installato oltre 2.200 torri eoliche con una capacità totale di circa 4,4 GW. Inoltre, Wpd è direttamente responsabile del funzionamento e della gestione di 355 parchi eolici, equivalenti a 4 GW di potenza installata.

Il Gruppo wpd ha ottenuto il riconoscimento “A” dall’agenzia di rating Euler Hermes del gruppo Allianz, a testimonianza dell’alta affidabilità finanziaria dell’impresa.

Il Gruppo wpd, in continuo sviluppo, è presente con le sue società controllate in 21 paesi (Europa, Asia, America del nord) ed in Italia opera con la sua controllata Wpd Italia s.r.l. dal 2006.

Nell’anno 2006 Wpd fa il suo ingresso di fatto nel mercato italiano delle energie rinnovabili iniziando la progettazione di 3 impianti solari fotovoltaici, 2 in Calabria nel Comune di Lamezia Terme (CZ) ed 1 nel Lazio nel Comune di Minturno (LT) ognuno della potenza di 1 MW che sono stati tra i primi impianti autorizzati di grande taglia ad aver goduto della tariffa incentivante del Primo Conto Energia. Gli impianti sono in esercizio dal 2008. Ag oggi Wpd Italia ha autorizzato 3 parchi eolici per un totale di 72 MWp ed ha in sviluppo una pipeline di nuovi impianti eolici per una potenza complessiva di circa 500 MWp.

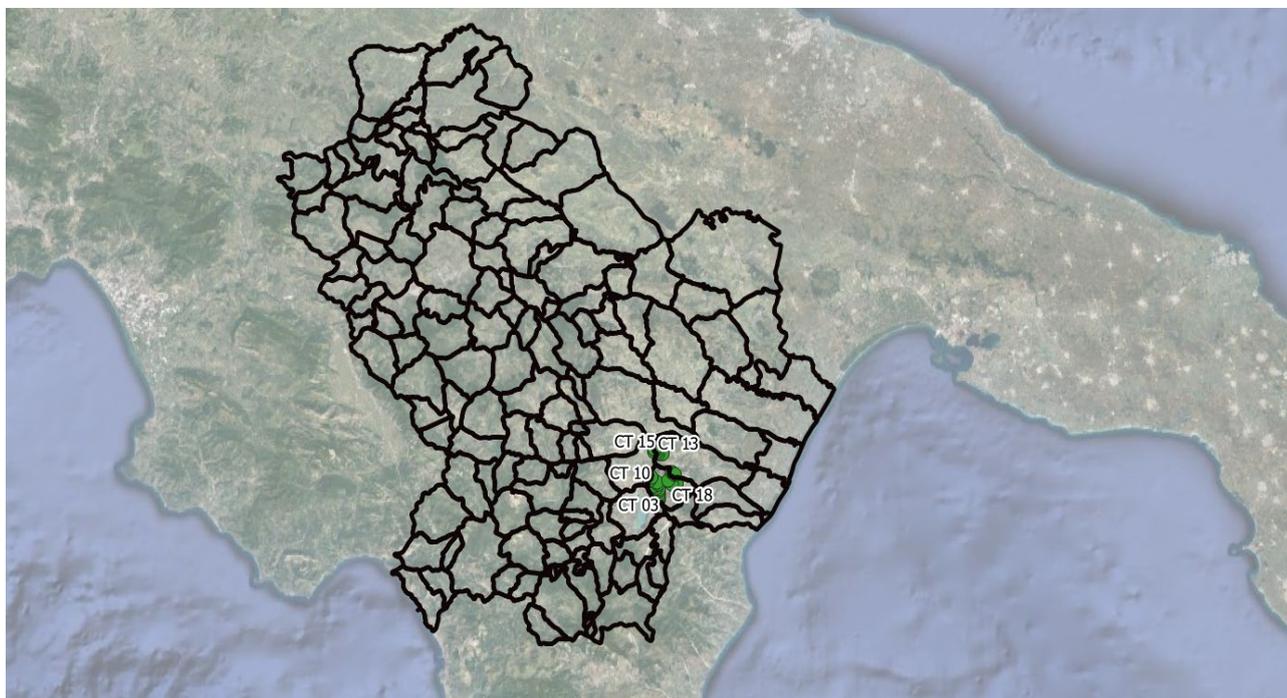


Figura 1: Localizzazione Impianto Eolico Colobrarò Tursi

Nell’ambito delle suddette attività di sviluppo, Wpd ha conferito incarico alla società Gecodor s.r.l. di progettare un parco eolico in Basilicata, nel territorio dei Comuni di Colobrarò e Tursi (Provincia di

Matera) con punto di connessione nel limitrofo Comune di Sant'Arcangelo (PZ) presso la Sottostazione RTN Terna da 150 kV di futura realizzazione.

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 96 MWp ed è costituito da n. 21 aerogeneratori di potenza nominale pari a 4.57 MWp, altezza torre pari a 165 m e rotore pari a 170 m, collegati tra loro mediante un cavidotto interrato in media tensione che convoglia l'elettricità presso una sottostazione di trasformazione MT/AT al fine di collegarsi alla Rete di Distribuzione Nazionale (RTN) Terna attraverso un cavidotto in alta tensione.

L'impianto interessa prevalentemente i Comuni di Colobraro, ove ricadono 14 aerogeneratori, Tursi, ove ricadono 7 aerogeneratori, e il Comune di Sant'Arcangelo, dove verrà realizzata la Sottostazione RTN Terna 150 kV.

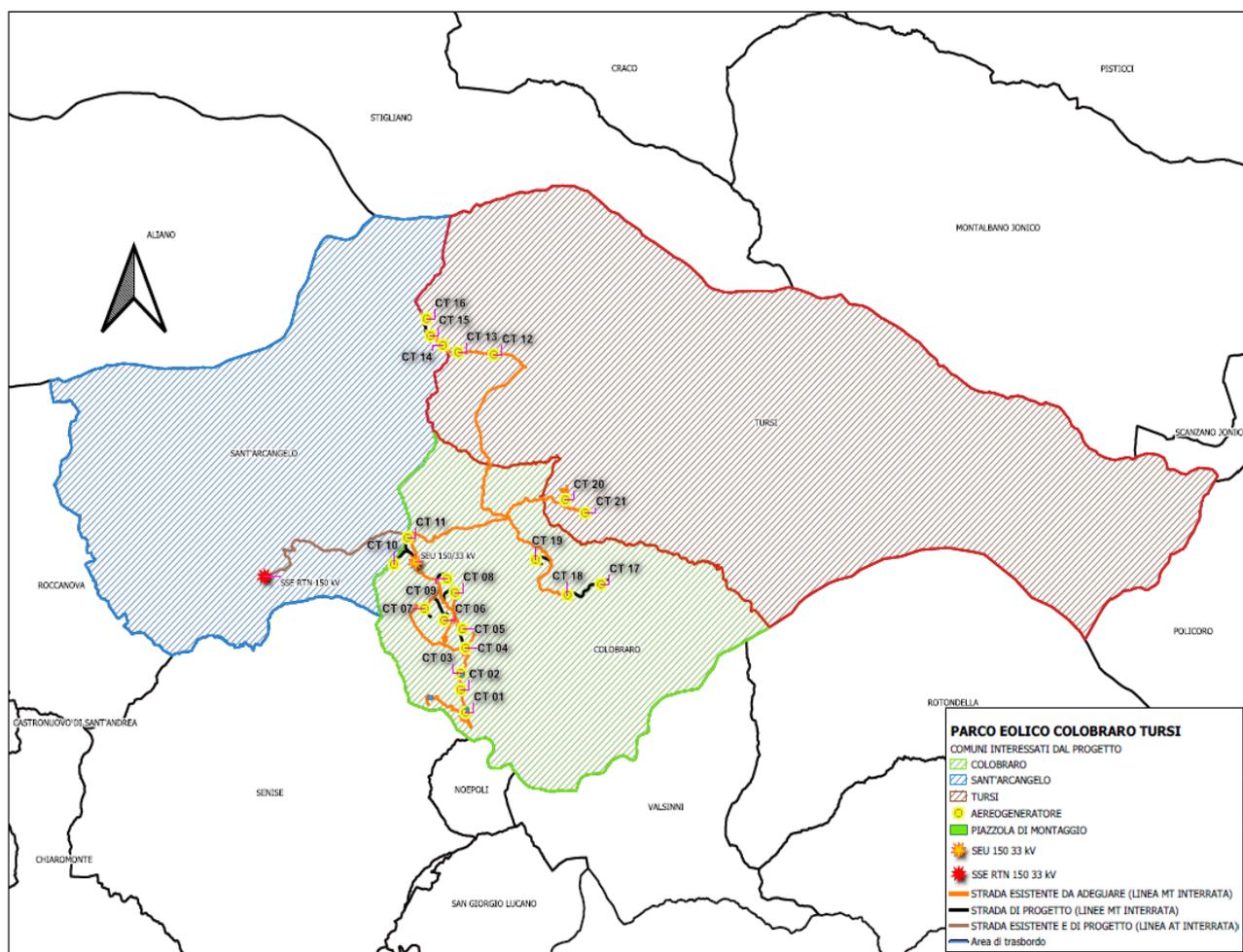


Figura 2: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

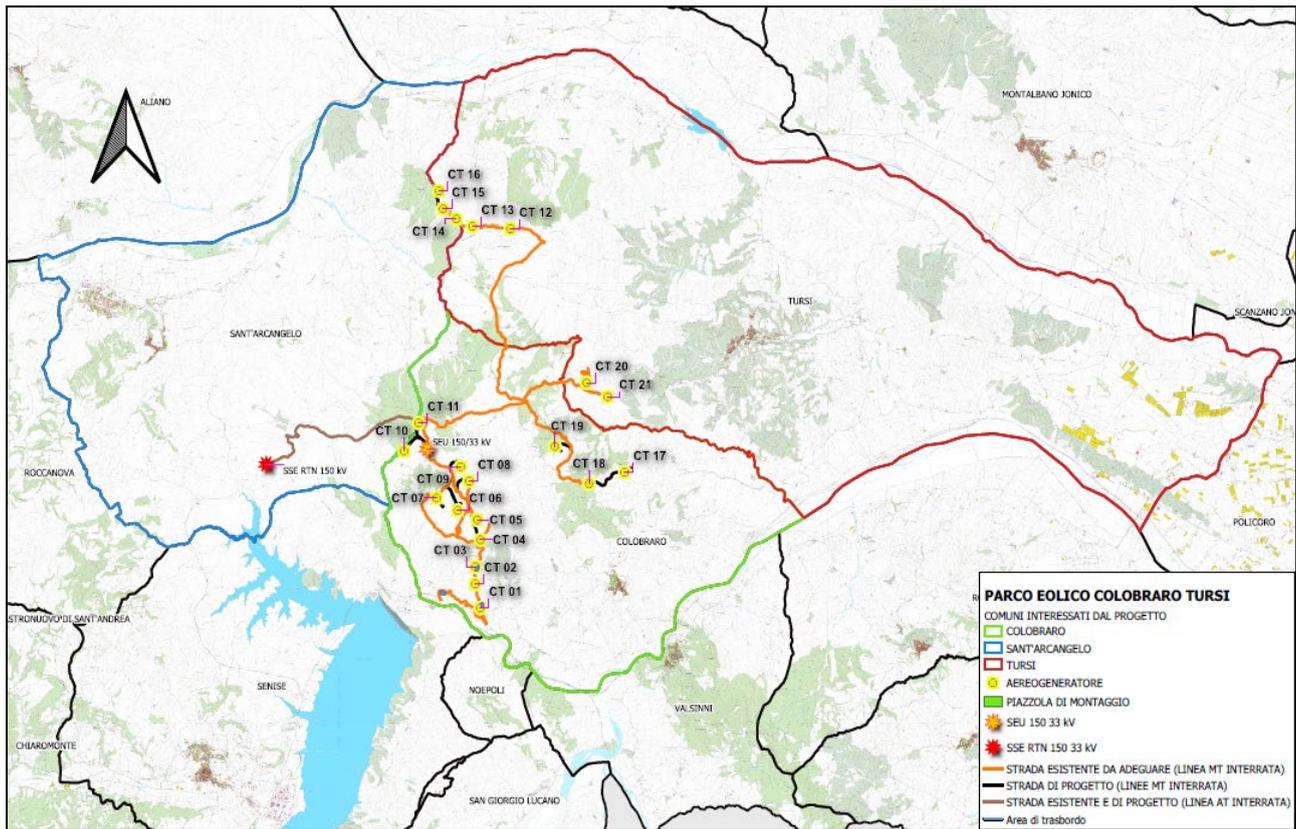


Figura 3: Layout d'impianto su CRT

Il Parco eolico si può intendere suddiviso in tre parti, quella ricadente ad ovest del centro abitato di Colobraro (*Zona 1 – rettangolo Rosso*), costituita da 11 WTG, che si sviluppa lungo un crinale tra i 400 m w i 700 m s.l.m., in corrispondenza delle C.de Serre, Sirianni, Murge, Santanaria e Cozzo della Croce, quella ricadente a Nord Ovest del centro abitato di Tursi (*Zona 2 – rettangolo azzurro*), costituito da 5 WTG, che si sviluppa su un altopiano a circa 500 m s.l.m., in corrispondenza della C.da Il Monticello e quella che si sviluppa al confine tra il Comune di Colobraro e Tursi (*Zona 3 – rettangolo verde*), costituito da 5 WTG, che si sviluppa su un altopiano a circa 500 m s.l.m, in corrispondenza della C.da Cozzo della Lite (Colobraro) e C.da Cozzo di Penne (Tursi) (Figura 4-5-6).

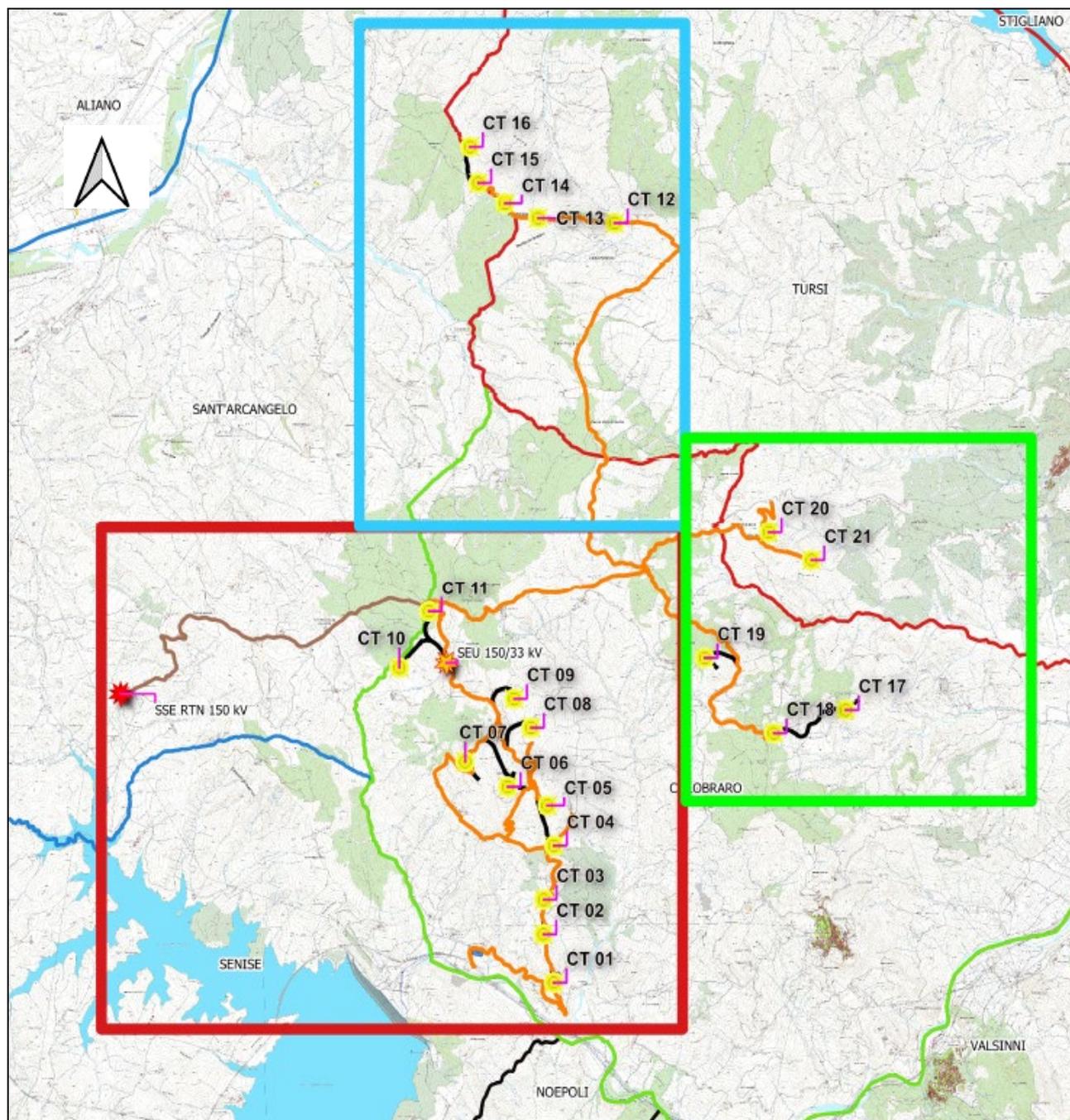


Figura 4: Layout d'impianto suddiviso in zone su CTR: Zona 1, rettangolo rosso – Zona 2, rettangolo azzurro – Zona 3, rettangolo verde

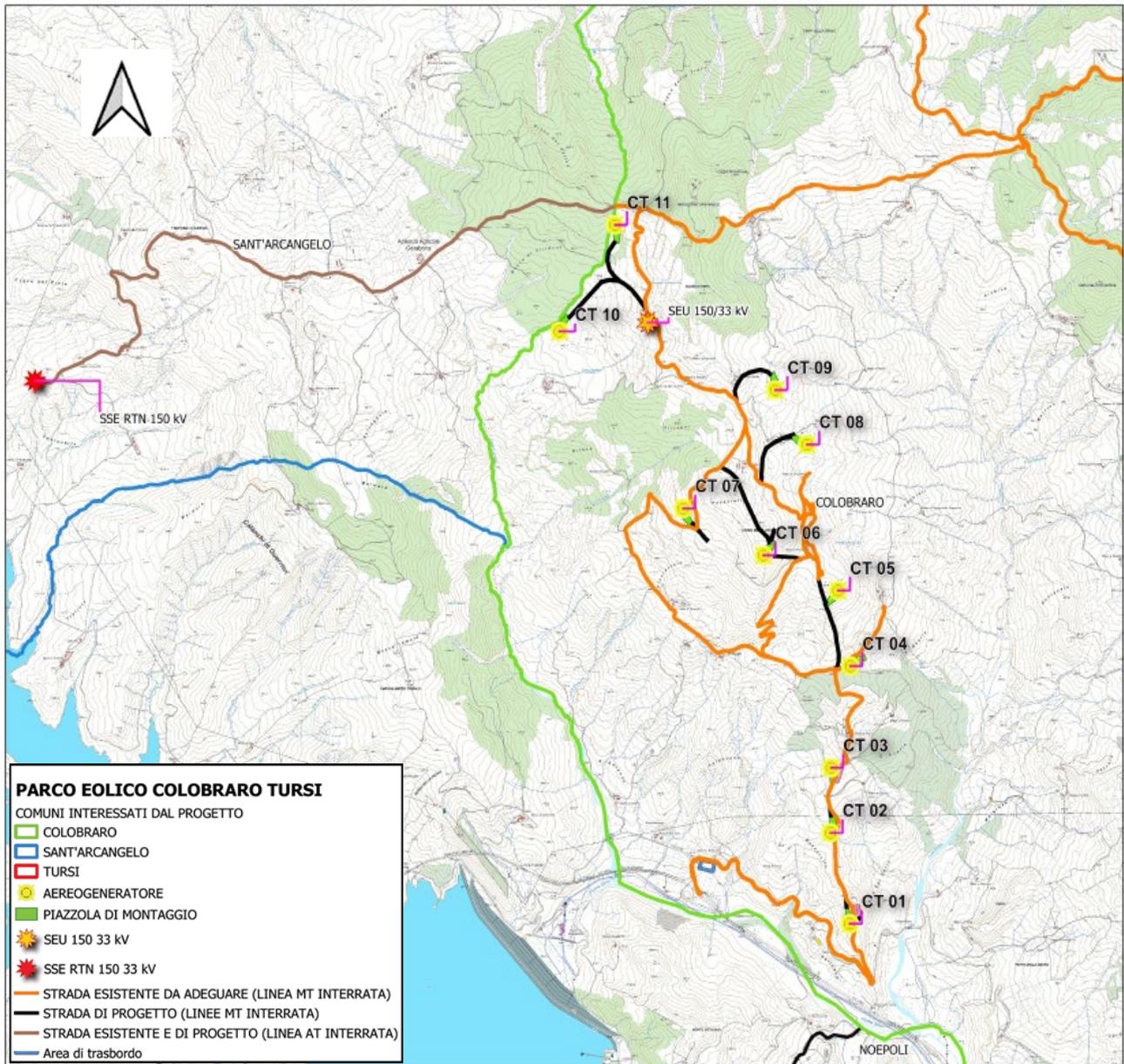


Figura 5: Layout d'impianto zona 1 su CTR

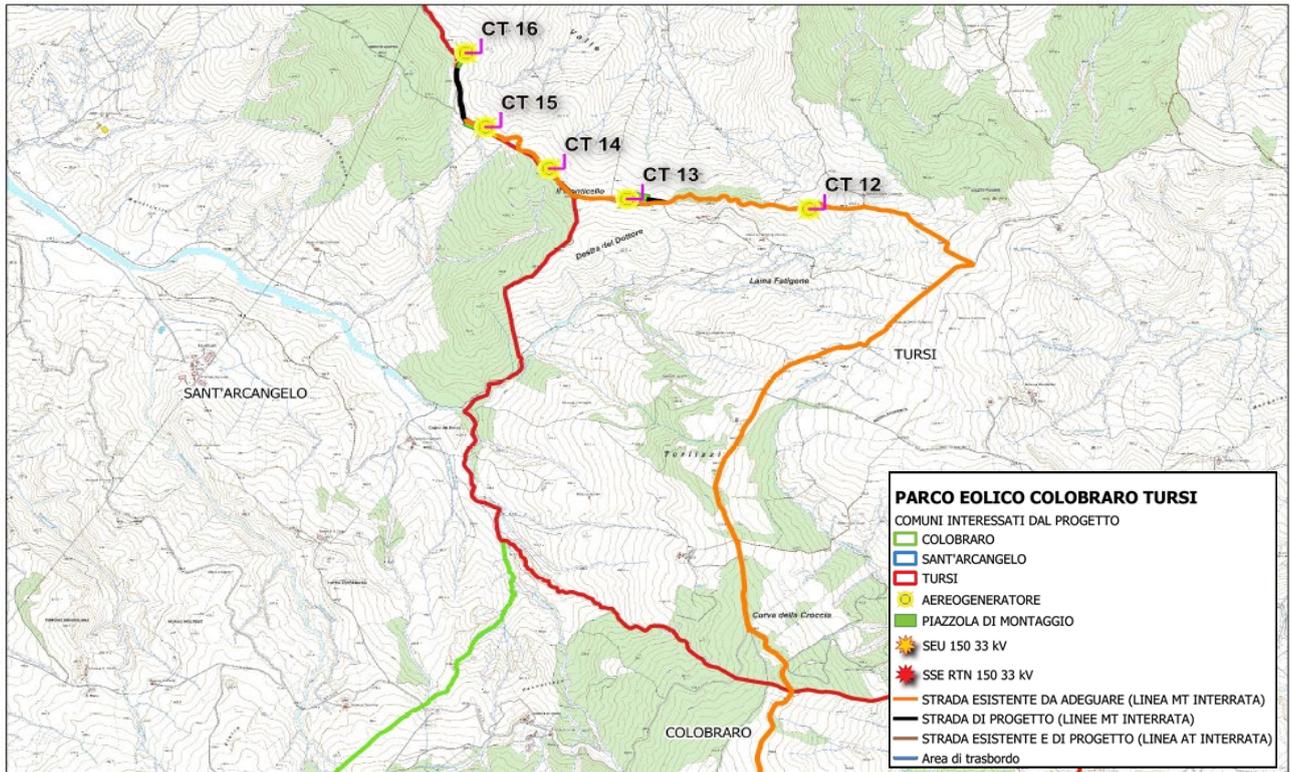


Figura 6: Layout d’impianto zona 2 su CTR

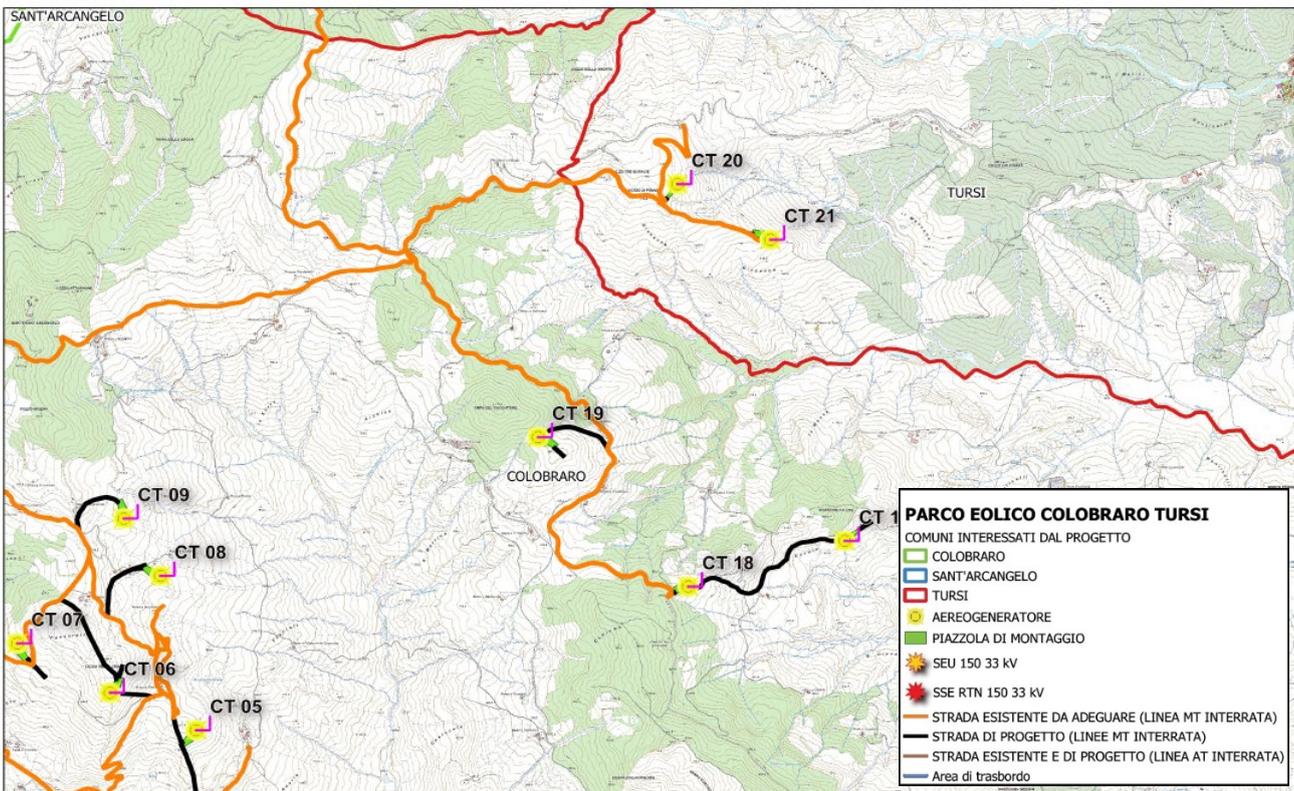


Figura 7: Layout d’impianto zona 3 su CTR

Il collegamento tra il parco eolico e la futura Stazione RTN suddetta avverrà attraverso una linea Alta Tensione 150 kV interrata, prevalentemente su strade esistenti o da realizzare per lo scopo, che parte dalla sottostazione di trasformazione utente 150/33 kV, posizionata in territorio di Colobraro (MT) su

cui convogliano tutte le linee di Media tensione del parco, e arriva nel punto di connessione nel Comune di Sant'Arcangelo (PZ).

Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate di Media Tensione da 33 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell'impianto. Tale sistema di viabilità verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Le linee elettriche in Media Tensione vengono collegate tutte in corrispondenza della sottostazione di trasformazione MT/AT posizionata in posizione baricentrica rispetto alla parte di impianto che ricade nel comune di Colobrarò e la parte che ricade nel Comune di Tursi.

Dalla sottostazione di trasformazione (SEUT), l'energia prodotta e trasformata in Alta tensione 150 kV, verrà convogliata in corrispondenza della SSE RTN 150 kV attraverso una linea elettrica in AT interrata, posizionata in corrispondenza della viabilità esistente (Figura 5) a meno dell'ultimo tratto per la quale verrà realizzata una viabilità di servizio.

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione C.P. 202000607 del 08.07.2020), prevede che l'impianto eolico venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in doppio entra - esce alle linee RTN a 150 kV "Aliano - Senise" e "Pisticci - Rotonda" nel Comune di Sant'Arcangelo.

Il Gestore ha inoltre prescritto che lo stallo che sarà occupato dall'impianto dovrà essere condiviso con altri produttori.

La società proponente ha accettato la soluzione di connessione alla RTN proposta da Terna e nell'ambito della procedura prevista dal Regolamento del Gestore per la connessione degli impianti alla RTN ha predisposto oltre che il progetto del parco eolico "Colobrarò" anche il progetto di tutte le opere da realizzare per collegamento alla RTN, tra cui anche la sottostazione di condivisione, al fine di ottenere il previsto benessere dal Gestore.

Il presente documento fornisce la descrizione generale del progetto definitivo della sottostazione di condivisione del parco eolico "Colobrarò" che sarà condivisa con gli impianti di altri produttori.

La connessione della Stazione di Utenza a 150kV del proponente alla nuova Stazione di Condivisione sarà costituita tramite la posa di un cavo AT isolato in XLPE avente una sezione pari a 400mmq, per una lunghezza di circa 7000m di lunghezza.

La connessione con la sezione a 150 kV dalla stazione di condivisione, allo stallo assegnato nella nuova SE RTN alle società proponenti, avverrà in collegamento in cavo interrato per circa 170 m di lunghezza. La linea sarà costituita da un cavo isolato in xlpe avente una sezione pari a 1600 mmq e conduttore in alluminio.

L'area di progetto è servita dalla SS 598 (Val D'Agri) nella parte che si sviluppa nel comune di Tursi e dalla SS 653 (Sinnica) da cui si accede al parco.

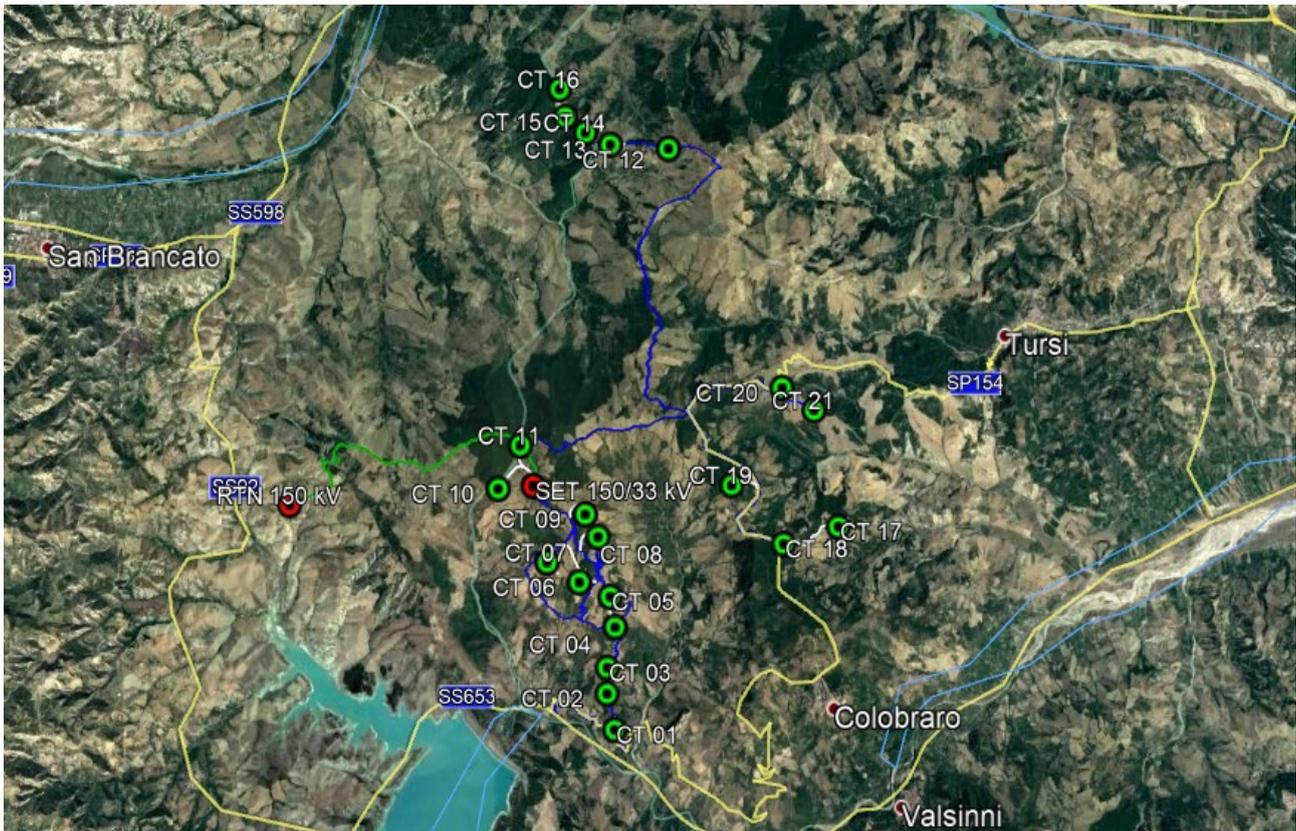


Figura 8: Layout d'impianto su immagine satellitare

3. CRITERI DI PROGETTAZIONE

3.1. LA CREAZIONE DI VALORE CONDIVISO

Il paragrafo che segue nasce dalla centralità e dalla interpretazione espansiva che wpd assegna al tema della accettabilità sociale, riconoscendo a questo tema la funzione di fattore chiave per il successo del progetto in tutte le sue fasi, da quella progettuale fino a quella dell'impianto a regime.

L'approccio di Wpd, in linea con le tendenze legislative sia europee che italiane, è imperniato sul concetto di *creazione di valore condiviso*. Si tratta di un concetto che appartiene al sistema valoriale dell'azienda e che si concretizza (in Italia e all'estero) in una metodologia operativa incentrata sulla

importanza di un *processo* di coinvolgimento attivo della comunità territoriale in tutti i suoi soggetti (istituzionali e non) i quali, proprio attraverso questo approccio, diventano protagonisti della creazione di un valore non solo “monetario” ma che investe di fatto tutte le dimensioni di interesse del territorio. L'intento di Wpd è di coinvolgere - nel processo che porterà alla costruzione dell'impianto - la comunità economica oltre che quella amministrativa e dei cittadini in modo che il parco eolico diventi una occasione di sviluppo e di crescita per il tessuto produttivo ed economico del luogo e che la crescita sia condivisa così da creare vantaggi per tutti coloro che saranno coinvolti dalla costruzione del parco eolico. Ad esempio, la società intende collaborare con le aziende dei luoghi in cui opera in modo da poter generare benefici economici che possano portare alla creazione di posti di lavoro. In questo modo Wpd vuole “*rafforzare la propria competitività sul territorio e migliorare nello stesso tempo le condizioni economiche e sociali della comunità in cui opera*” (cfr. Michael Porter e Mark Kramer “Shared Value”).

3.2. L'APPROCCIO VALORIALE WPD: DALLA “ACCETTABILITÀ” ALLA “DESIDERABILITÀ”

L'ipotesi della costruzione di un grande impianto FER comporta quasi “automaticamente” da parte dei cittadini del territorio interessato reazioni che vanno dalla diffidenza alla contrarietà. Nell'approccio di wpd affrontare queste reazioni:

- non significa semplicemente “*convincere ad accettare*”
- significa invece “*coinvolgere e condividere*”

L'obiettivo non è quindi l'accettazione **passiva** di qualcosa che è vissuto come estraneo al territorio ma **la valorizzazione collettiva e condivisa** di una opportunità che può diventare fattore di sviluppo e qualificazione del territorio.

I valori impliciti nell'impianto (crescita di energie naturali e rinnovabili, lotta ai fattori climalteranti, salvaguardia del pianeta) non devono essere contrapposti ma integrati con i valori specifici del territorio (vivibilità, sviluppo, sicurezza etc.) espressi attraverso la voce dei suoi protagonisti istituzionali e civili.

Potrebbe essere sintetizzato nell'espressione “**da nimby a pimby**” (**da *not in mybackyard* a *please in mybackyard***): dalla **negazione** alla “**desiderabilità**”. Passare quindi al concetto di *valorizzazione*, ovvero qualcosa da cui nasce, appunto, un valore condiviso.

Ma perché questo accada, perché l'impianto FER sia compreso come opportunità reale e auspicabile, è fondamentale un progetto di comunicazione con il territorio che sappia rispondere metodologicamente a questo obiettivo.

Nel corso dello svolgimento delle sue attività Wpd ha trovato riscontro delle proprie scelte nel progetto

Europeo Horizon 2020 “Win Wind”¹ che mira a promuovere lo sviluppo di un mercato dell'energia eolica sostenibile e socialmente inclusivo aumentando l'accettabilità sociale nelle regioni con limitato sviluppo di energia eolica.

Il progetto – a cui per l'Italia hanno partecipato l'ENEA ed Ecoazioni - ha preso l'avvio da una serie di linee guida che sono state applicate in Germania, e che sono definite le **Linee Guida di Turingia**².

In accordo con esse, Wpd lavora per coinvolgere, sin dai primi passi della pianificazione dell'impianto eolico, la comunità locale per quanto riguarda i benefici sia in termini economici che occupazionali che di creazione di valore condiviso.

Perché un impianto eolico genera valore economico e altri vantaggi sul territorio di cui non si è sempre consapevoli. Ad esempio, l'impianto di Tursi e Colobrarò – se autorizzato con il layout attuale di 21 turbine per una potenza totale di 96 MW, e una produzione stimata pari ad oltre 300 GWh l'anno - tra tasse locali e nazionali, canone di locazione dei terreni, etc., distribuirà allo Stato e al territorio importanti risorse economiche per tutta la vita utile dell'impianto (almeno 20 anni). Anche in termini occupazionali le maestranze necessarie per la costruzione e manutenzione dell'impianto saranno preferibilmente locali. Affinché però questo percorso sia vissuto come un'opportunità, è necessario che sia voluto e condiviso dalla comunità locale. Per questo wpd avvierà un'attività di comunicazione in più fasi in modo che il **processo decisionale sia condiviso** (in sintonia con le linee guida di Turingia). Nel paragrafo successivo vengono illustrate le attività e il metodo previsti per attivare un processo di comunicazione con il territorio.

3.3. L'APPROCCIO METODOLOGICO WPD: COMUNICAZIONE E PARTECIPAZIONE

Coerentemente con quanto fin qui esposto, la società prevede un articolato piano di comunicazione e di coinvolgimento attivo del territorio e della sua popolazione.

Il metodo. Il piano di comunicazione si incentra su più fattori interconnessi e complementari. Tutti i fattori sono funzionali ad una metodologia imperniata sulla volontà non solo di *trasmettere* (informazioni, conoscenze) ma anche quello di *ricevere*, e quindi di costruire, attraverso gli strumenti della comunicazione, un “sentire comune” basato sul reciproco ascolto e sulla condivisione di un percorso conoscitivo che si ponga alla base di un percorso partecipativo. Con questo approccio la

¹ ¹ Per informazioni e approfondimenti <https://winwind-project.eu/home/>

² ² Per informazioni e approfondimenti (documento in inglese) <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c8a781ad&appId=PPGM>
[S](#)

comunicazione diventa in sé una parte attiva dell'intero progetto e un'opportunità di crescita, ponendo al centro la socialità intesa come interazione tra interesse del singolo e interesse della comunità territoriale in una logica di consapevolezza. Ciò significa anche un potenziale arricchimento:

- a) dei processi e dei comportamenti partecipativi, in quanto crea un'opportunità di scambio (idee, proposte, priorità, aspirazioni etc.);
- b) del concetto di "comunità" come prassi civile;
- c) del livello di consapevolezza condivisa sui temi del territorio e della costruzione del suo futuro.

Perché questo tipo di comunicazione sia possibile è necessario fornire una base informativa corretta, completa, capace di dare strumenti valutativi e conoscitivi. Tale informazione riguarda sia il progetto sia la realtà composita del territorio, delle sue problematiche, delle sue necessità, delle sue aspirazioni. È quindi un'informazione a due vie, dove ogni attore potrà acquisire un bagaglio in progress di conoscenza e dove ogni scambio diventa motore di crescita.

Gli strumenti. Lo spettro degli strumenti abbraccerà sia l'universo dell'*on line* sia quello dell'*off line*. Se l'on line permette uno scambio permanente e just in time di informazioni, opinioni, proposte anche attraverso lo schema dei gruppi, l'off line è fondamentale e complementare per più ragioni.

In particolare:

- consente il coinvolgimento anche di fasce di popolazione meno avvezze all'uso delle tecnologie digitali;
- permette una comunicazione "in profondità", più coinvolgente, "calda" e partecipativa;
- sollecita il senso di comunità;
- stimola il confronto come processo sociale.

Rientrano nell'ambito dell'*on line*: newsletter, social network, siti web.

Rientrano nell'ambito dell'*off line*: incontri con la società civile e/o associazioni, e così via.

Target. Considerando come target primario l'intera comunità di cittadini del territorio, verrà data attenzione anche a target specifici. Oltre a quello naturale delle istituzioni locali, a partire dal Comune, consideriamo come particolarmente rilevanti:

- il mondo delle associazioni (economiche, imprenditoriali, ambientaliste, culturali, sociali, etc.);
- le scuole (con particolare riferimento agli insegnanti);

La stampa. Un aspetto specifico che è parte del progetto di comunicazione riguarda il mondo dei media. In questo ambito rientra tutta la stampa locale, intesa come carta stampata, televisioni, radio, web. Il rapporto con la stampa locale sarà caratterizzato da tempestività ed esaustività delle informazioni fornite sul progetto e sul suo stato di avanzamento e, quando possibile, di coinvolgimento degli organi di

informazione come piattaforma costante per lo scambio di opinioni, idee, proposte.

3.4. POSSIBILI PROPOSTE DI VALORE CONDIVISO

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, nell'ottica di una condivisione di valore con il territorio che ospita il parco stesso.

Al di là delle idee qui sotto accennate, si evidenziano alcuni vantaggi – che si materializzeranno automaticamente con la costruzione dell'impianto - a favore della comunità locale. Ad esempio, grazie al parco, sarà infatti possibile rinnovare e risistemare alcune strade nei dintorni del parco, che aiuterà la mobilità locale.

- IL PARCO INTESO COME POLO ENERGETICO E DI STUDIO DELLE FONTI RINNOVABILI

Il parco potrebbe essere l'occasione per approfondire la conoscenza delle fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'energia pulita

- IL PARCO E IL SOSTEGNO PER UNA MOBILITÀ SOSTENIBILE E/O MOBILITÀ DOLCE

Si potrebbe creare un servizio di autobus che possa effettuare un servizio di trasporto da e per il mare (durante l'estate) o verso centri abitati più grandi in modo da permettere una gestione più sostenibile dei trasporti da e per il Comune. La realizzazione di questo servizio permetterebbe inoltre la creazione di nuovi posti di lavoro.

In alternativa si potrebbero creare dei percorsi di mobilità dolce con piste ciclabili che permettano di accedere ad aree naturalistiche in modo da incrementare così il turismo *slow* che da qualche tempo sta prendendo piede in Italia.

- IL PARCO COME POLO PER IL LAVORO

Creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili, ad esempio attraverso la creazione di cooperative per il lavoro che erogano corsi di formazione sul territorio rivolte ai giovani.

- IL PARCO COME SOSTEGNO ALLA CULTURA LOCALE

Le compensazioni ambientali potrebbero essere in parte utilizzati per valorizzare la manifestazione "Sogno di una notte a...Quel Paese" e più in generale le attività a sostegno della valorizzazione delle tradizioni culturali del luogo anche attraverso l'organizzazione di festival dedicati alle tradizioni popolari per tenerne viva la tradizione.

- *IL PARCO COME SOSTEGNO PER IL RECUPERO E LA VALORIZZAZIONE DEI LUOGHI DELLA CULTURA*

Wpd potrebbe sostenere il recupero di parte del Centro Storico di Tursi “La Rabatana” che potrebbe diventare un polo per attrarre turisti nella zona con ricadute economiche e di aumento della presenza di turisti all’interno dell’area del Comune.

Oltre le sopracitate idee per la condivisione di valori, la Società si è resa disponibile a realizzare opere di compensazione prettamente ambientale, che saranno valutate in sede di VIA Nazionale, così come previsto dalla normativa vigente.

In quest’ottica, Wpd ha proposto la creazione di “**un’oasi della biodiversità**”, attraverso la realizzazione di un apiario di idonee dimensioni unito alla piantumazione di piante mellifere coerenti con le essenze specifiche della zona territoriale. Il tutto in collaborazione con una Società specializzata del settore, dotata di tecnologie capaci di sviluppare sistemi intelligenti di monitoraggio e diagnostica per la salute delle api. Il progetto avrà molteplici risvolti positivi dal punto di vista ambientale e territoriale, contribuendo in maniera specifica alla riduzione annuale di CO₂ e rispondendo pienamente ai SDGs definiti dall'Organizzazione delle Nazioni Unite nell'Agenda 2030.

3.5. BEST PRACTICES

Wpd è attiva in tutto il mondo seguendo lo stesso modus operandi riguardo la collaborazione con i territori. Tra i tanti esempi se ne riportano un paio che riguardano Francia e Finlandia.

In particolare, a **Thouarsais**, in Vandea (Paesi della Loira) la società ha realizzato un impianto partecipato anche dai cittadini del luogo (*turbina di comunità*). Il progetto è rivolto, oltre ai cittadini di Thouarsais, anche agli abitanti dell’area di Nuova Aquitania, i Paesi della Loira e Centro-Valle della Loira. 84 investitori locali hanno finanziato il progetto per 157.075€ e in cambio riceveranno interessi finanziari dalla produzione annua dell’impianto. Visto il successo della campagna, Wpd sta pianificando di ripetere questa operazione anche in altre località della Francia.

In **Finlandia**, invece, Wpd lavora in stretta collaborazione con le comunità locali attraverso la sponsorizzazione di eventi sul territorio dedicati allo sport e promuovendo iniziative come maratone o tornei di calcio.

3.6. FINALITÀ DEL PROGETTO

L’impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- immissione nella rete dell’energia prodotta tramite fonti rinnovabili quali l’energia solare;
- 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 in trattazione che, grazie alla loro 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 o combustibili fossili).

3.7. DIMINUZIONE DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DI ANIDRIDE CARBONICA

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto proposto nel progetto in esame 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):

CO2 (anidride carbonica)	496 g/kWh
SO2 (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO2 (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

Tabella 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, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

- Produzione totale annua 300.000.000 kWh/anno;
- Riduzione emissioni CO2 148.800 t/anno circa;
- Riduzione emissioni SO2 279 t/anno circa;
- Riduzione emissioni NO2 174 t/anno circa;

- Riduzioni Polveri 8,7 t/anno circa.

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 la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a **300.000.000 kWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 160.000 famiglie circa. Tale grado di copertura della domanda acquista ulteriore valenza alla luce degli sforzi che al nostro Paese sono stati chiesti dal collegio dei commissari della Commissione Europea al pacchetto di proposte legislative per la lotta al cambiamento climatico e alla transizione ecologiche con gli obiettivi al 2030 e al 2050.

Alla base di alcune scelte caratterizzanti l'iniziativa proposta è possibile riconoscere considerazioni estese all'intero ambito territoriale interessato, tanto a breve quanto a lungo termine.

Innanzitutto, sia breve che a lungo termine, appare innegabilmente importante e positivo il riflesso sull'occupazione che la realizzazione del progetto avrebbe a scala locale. Infatti, nella fase di costruzione, per un'efficiente gestione dei costi, sarebbe opportuno reclutare in loco buona parte della manodopera e mezzi necessari alla realizzazione delle opere civili previste. Analogamente, anche in fase di esercizio, risulterebbe efficiente organizzare e formare sul territorio professionalità e maestranze idonee al corretto espletamento delle necessarie operazioni di manutenzione.

Per quanto riguarda le infrastrutture di servizio considerate in progetto, quella eventualmente oggetto degli interventi migliorativi più significativi, e quindi fin da ora inserita in un'ottica di pubblico interesse, è rappresentata dall'infrastruttura viaria. Infatti, si prende atto del fatto che gli eventuali miglioramenti della viabilità di accesso al sito (ad esempio il rifacimento dello strato intermedio e di usura di viabilità esistenti bitumate) risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità pubblica, a tutto vantaggio della sicurezza della circolazione stradale e dell'accessibilità di luoghi adiacenti al sito di impianto più efficacemente valorizzabili nell'ambito delle attività agricole attualmente in essere.

4. CRITERI SCELTE PROGETTUALI

In accordo al D. Lgs 152/2006 e s.m.i., è stata effettuata l'analisi delle principali alternative ragionevoli, al fine di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto; mediante tale analisi è stato possibile valutare le alternative, con riferimento a:

- alternative strategiche, individuazione di misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- alternative di localizzazione, in base alla conoscenza dell'ambiente, all'individuazione di potenzialità d'uso dei suoli e ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- alternative di processo o strutturali, esame di differenti tecnologie e processi e di materie prime da utilizzare;
- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi, consistono nella ricerca di contropartite nonché in accorgimenti vari per limitare gli impatti negativi non eliminabili;
- alternativa zero, rinuncia alla realizzazione del progetto;

Avendo già analizzato al punto precedente l'ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all'impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l'affidabilità, tenendo anche conto dell'Allegato 4 "elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del D.M.10/09/10 "Linee guida per l'autorizzazione degli impiantimentati da fonti rinnovabili", nel paragrafo in esame ci si concentrerà sulla valutazione dell'alternativa zero, ovvero sulla rinuncia alla realizzazione del progetto.

Quest'ultima prevede la non realizzazione dell'impianto, mantenendo lo status quo dell'ambiente. Tuttavia, ciò comporterebbe il mancato beneficio degli effetti positivi del progetto sulla comunità.

Non realizzando il parco, infatti, si rinunciarebbe alla produzione di energia elettrica pari a 306 GWh/anno che contribuirebbero a:

- risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale;
- incrementare in maniera importante la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia;

Inoltre, si perderebbero anche gli effetti positivi che si avrebbero dal punto di vista socioeconomico, con la creazione di un indotto occupazionale in aree che vivono in maniera importante il fenomeno della disoccupazione. L'iniziativa in progetto in un contesto così depresso potrebbe essere volano di sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si andranno ad inserire gli aerogeneratori senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività agricole. Inoltre, durante la fase di costruzione / dismissione, figure altamente specializzate potranno utilizzare le strutture ricettive dell'area e gli operai e gli operatori di cantiere si serviranno dei servizi di ristorazione, generando un indotto economico nell'area locale. Anche la fase d'esercizio dell'impianto, seppur in misura più limitata rispetto alla fase di

costruzione/dismissione, comporterà l'impiego di professionalità per le attività di manutenzione preventiva.

Va inoltre ricordato che si effettueranno interventi sia per l'adeguamento della viabilità esistente, sia per la realizzazione dei brevi nuovi tratti stradali per l'accesso alle singole piazzole attualmente non servite da viabilità alcuna. Fermo restando il carattere necessariamente provvisorio degli interventi maggiormente impattanti sullo stato attuale di alcuni luoghi e tratti della viabilità esistente, si prende atto del fatto che la maggioranza degli interventi risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità, a tutto vantaggio dell'attività agricola attualmente in essere in vaste aree dell'ambito territoriale interessate dal progetto, dell'attività di prevenzione e gestione degli incendi, nonché della maggiore accessibilità e migliore fruibilità di aree di futura accresciuta attrattività.

Inoltre, la presenza dell'impianto potrà diventare un'attrattiva turistica se potenziata con accorgimenti opportuni, come l'organizzazione di visite guidate per scolaresche o gruppi, ai quali si mostrerà l'importanza delle energie rinnovabili ai fini di uno sviluppo sostenibile.

Si evince che la considerazione dell'alternativa zero, sebbene non produca azioni impattanti sull'ambiente, compromette i principi della direttiva comunitaria a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione. Pertanto, tali circostanze dimostrano che l'alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell'intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

4.1. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

L'ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all'impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l'affidabilità è stato ottenuto partendo dall'analisi dei seguenti fattori:

- percezione della presenza dell'impianto rispetto al paesaggio circostante;
- orografia dell'area;
- condizioni geologiche dell'area;
- presenza di vincoli ambientali;
- ottimizzazione della configurazione d'impianto (conformazione delle piazzole, morfologia dei percorsi stradali e dei cavidotti);
- presenza di strade, linee elettriche ed altre infrastrutture;
- producibilità;
- micrositing, verifiche turbolenze indotte sugli aerogeneratori.

In generale, si può dunque affermare che la disposizione del Progetto sul terreno dipende oltre che da considerazioni basate su criteri di massimo rendimento dei singoli aerogeneratori, anche da fattori legati

alla presenza di vincoli ostativi, alla natura del sito, all'orografia, all'esistenza o meno delle strade, piste, sentieri, alla presenza di fabbricati e, non meno importante, da considerazioni relative all'impatto paesaggistico dell'impianto nel suo insieme.

Con riferimento ai fattori suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento del Progetto nel territorio:

- analisi dalla pianificazione territoriale ed urbanistica, avendo avuto cura di evitare di localizzare gli aerogeneratori all'interno e in prossimità delle aree soggette a tutela ambientale e paesaggistica;
- limitazione delle opere di scavo/riporto;
- massimo utilizzo della viabilità esistente; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.);
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" delle aree occupate. Particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento sia delle aree occupate dalle opere da dismettere che dalle aree occupate temporaneamente da camion e autogru nella fase di montaggio degli aerogeneratori.

A tal proposito, si richiama l'Allegato 4 "elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del D.M.10/09/10 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Il pieno rispetto delle misure di mitigazione individuate dal proponente in conformità al suddetto allegato, costituisce un elemento di valutazione favorevole del Progetto. Nel caso in esame, sono state considerate le varie misure di mitigazione riportate nel suddetto allegato, al fine di un miglior inserimento del Progetto nel territorio. Tra queste misure di mitigazione, ve ne sono alcune da tener in considerazione nella configurazione del layout dell'impianto da realizzare.

In particolare, le distanze di cui si è tenuto conto sono riportate nell'elenco sintetizzato di seguito:

- Distanza minima tra macchine di 6 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento (punto 3.2. lett. n).
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore a 200 m (punto 5.3 lett. a).
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore (punto 5.3 lett.

b).

- Distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale superiore all'altezza massima dell'elicacomprendente del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre (punto 7.2 lett.a).

Si evidenzia che sono rispettati i punti 3.2. lett. n, 5.3 lett. a, 5.3 lett. b, 7.2 lett. a delle Linee Guida sopra elencati.

Sono infatti rispettate le distanze minime vincolanti tra le macchine, gli aerogeneratori si trovano a distanze maggiori di 200 m da unità abitative regolarmente censite, sono rispettate le distanze dai centri abitati e dalle strade.

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

4.2. 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.).

Per quanto non trattato nella presente norma o nei documenti di comprovata validità sopra elencati, possono essere utilizzati anche altri codici internazionali; è responsabilità del progettista garantire espressamente livelli di sicurezza coerenti con quelli delle presenti Norme tecniche.

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 6 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento

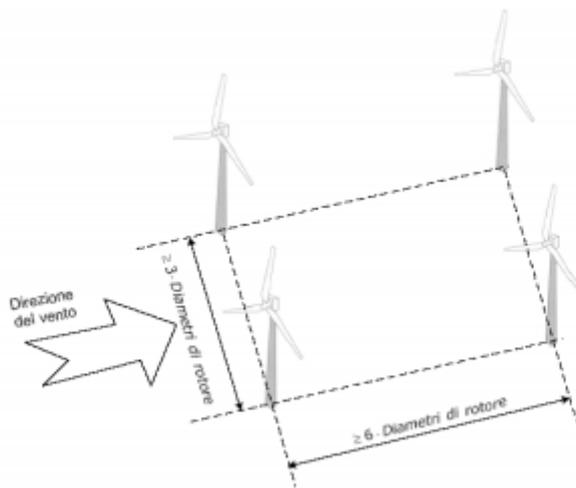


Figura 9: Criterio di progettazione per definizione layout

5. 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.

5.1. 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 recettore 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: "*RSAF061-Studio degli effetti dello Shadow Flickering*"

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando i 21 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del parco eolico Colobrarò – Tursi e 45 aerogeneratori esistenti in corrispondenza dei 9 (nove) ricettori più vicini ai suddetti aerogeneratori.

Il calcolo è stato eseguito assumendo le seguenti ipotesi restrittive:

Nella stima effettuata si assumono le seguenti ipotesi restrittive:

- L'impianto eolico sempre in funzione durante le ore di sole;
- Il vento caratterizzato da direzione prevalente SW 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.

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.

5.2. IMPATTO ACUSTICO

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della "*RSIA060 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 svolta si evince che le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 45 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun recettore 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.

5.3. 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, dovute potenzialmente al cavidotto MT e AT, 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: *"PERE038 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'analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere NON SIGNIFICATIVI sulla popolazione.

Inoltre, 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).

5.4. 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: *"RSRR061 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 240 m, che rappresenta il valore di gittata reale stimato, non ricade nessun punto sensibile.

6. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PARCO EOLICO

L'impianto eolico sarà costituito essenzialmente da 21 aerogeneratori la cui posizione è stata stabilita a

seguito di valutazioni che riguardano diversi aspetti tra cui l'esposizione a tutti i settori della rosa dei venti, la morfologia del territorio, la distanza da fabbricati e strade esistenti utilizzate da un elevato numero di veicoli, distanza dal centro abitato e da beni monumentali presenti nell'area oltre agli aspetti legati alla sicurezza e a minimizzare l'impatto sull'ambiente:

- ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- minimizzare l'impatto visivo;
- migliorare in sistema viario esistente al fine di migliorare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento di animali;
- ottimizzare il progetto della viabilità di servizio al parco;
- disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno pari a 450 m atta a minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna;
- condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito di uno studio di fattibilità condotto sulla base delle informazioni sugli aspetti vincolistici da punto di vista ambientale e paesaggistico e sulla base dei sopralluoghi svolti sul posto per verificare le interferenze presenti in sito e la fattibilità di realizzazione delle opere.

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

WTG	Comune	D rotore	H tot	Hhub	Coordinate UTM-WGS84 T33	
		m	m	m	E	N
CT 01	Colobraro	170	250	165	617474.96	4448965.62
CT 02	Colobraro	170	250	165	617333.30	4449607.63
CT 03	Colobraro	170	250	165	617337.65	4450068.78
CT 04	Colobraro	170	250	165	617480.00	4450787.00
CT 05	Colobraro	170	250	165	617388.26	4451321.41
CT 06	Colobraro	170	250	165	616837.69	4451571.83
CT 07	Colobraro	170	250	165	616244.92	4451903.15
CT 08	Colobraro	170	250	165	617160.33	4452354.86
CT 09	Colobraro	170	250	165	616926.07	4452740.12
CT 10	Colobraro	170	250	165	615330.74	4453155.37
CT 11	Colobraro	170	250	165	615741.43	4453907.10
CT 12	Tursi	170	250	165	618324.56	4459089.20
CT 13	Tursi	170	250	165	617258.21	4459154.87
CT 14	Tursi	170	250	165	616800.58	4459352.86
CT 15	Tursi	170	250	165	616428.63	4459623.40
CT 16	Tursi	170	250	165	616312.95	4460104.01
CT 17	Colobraro	170	250	165	621534.25	4452590.42

CT 18	Colobrarò	170	250	165	620532.78	4452283.00
CT 19	Colobrarò	170	250	165	619574.08	4453284.35
WTG	Comune	D rotore	H tot	Hhub	Coordinate UTM-WGS84 T33	
		m	m	m	E	N
CT 20	Tursi	170	250	165	620463.97	4454979.03
CT 21	Tursi	170	250	165	621057.70	4454606.86

Tabella 2: Localizzazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

Il progetto prevede l'adeguamento di tratti di strada esistenti, in particolare strade comunali, e la realizzazione di una nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto, ossia di una rete viaria interna al parco che si snoderà seguendo lo sviluppo delle esistenti mulattiere.

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

Tutte le aree oggetto interessate dal progetto sono riportate nello specifico elaborato di progetto "Piano Particella di esproprio".

6.1. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE

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

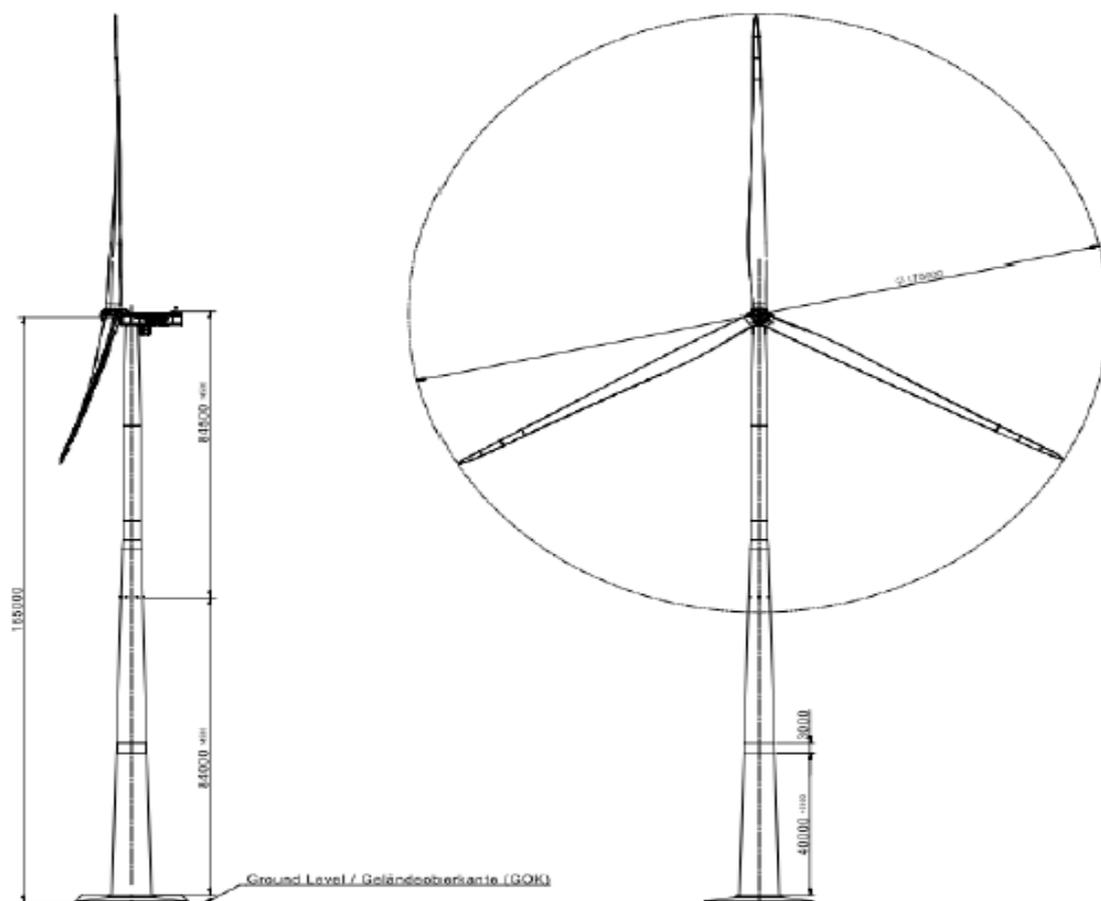
Per il presente progetto una delle possibili macchine che verrà installata è il modello Siemens Gamesa SG 170 di potenza nominale pari a 4.57 MW, altezza torre all'hub pari a 165 m e diametro del rotore 170 m (**Figura 10**).

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

Il rotore è a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 170 metri, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio. Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella **Tabella 3**.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore su descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto

disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

SG 6.0-170 165m**Figura 10:** Profilo aerogeneratore SG170 – 4.57 MW

Technical Specifications

Rotor		Generator	
Type	3-bladed, horizontal axis	Type	Asynchronous, DFIG
Position	Upwind	Grid Terminals (LV)	
Diameter	170 m	Baseline nominal power ..	6.0 MW / 6.2 MW
Swept area	22,698 m ²	Voltage	690 V
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed	Frequency	50 Hz or 60 Hz
Rotor tilt	6 degrees	Yaw System	
Blade		Type	Active
Type	Self-supporting	Yaw bearing	Externally geared
Blade length	83.5 m	Yaw drive	Electric gear motors
Max chord	4.5 m	Yaw brake	Active friction brake
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	SGRE SCADA
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018	Tower	
Aerodynamic Brake		Type	Tubular steel / Hybrid
Type	Full span pitching	Hub height	100 m to 165 m and site- specific
Activation	Active, hydraulic	Corrosion protection	
Load-Supporting Parts		Painted	
Hub	Nodular cast iron	Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Main shaft	Nodular cast iron	Color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Nacelle bed frame	Nodular cast iron	Operational Data	
Mechanical Brake		Cut-in wind speed	3 m/s
Type	Hydraulic disc brake	Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Position	Gearbox rear end	Cut-out wind speed	25 m/s
Nacelle Cover		Restart wind speed	22 m/s
Type	Totally enclosed	Weight	
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813	Modular approach	Different modules depending on restriction
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018		

Tabella 3: Specifiche tecniche aerogeneratore

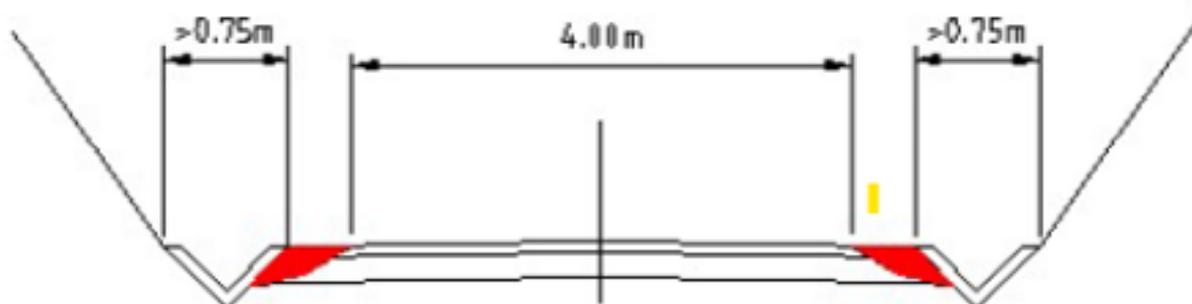
6.2. VIABILITÀ E PIAZZOLE

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

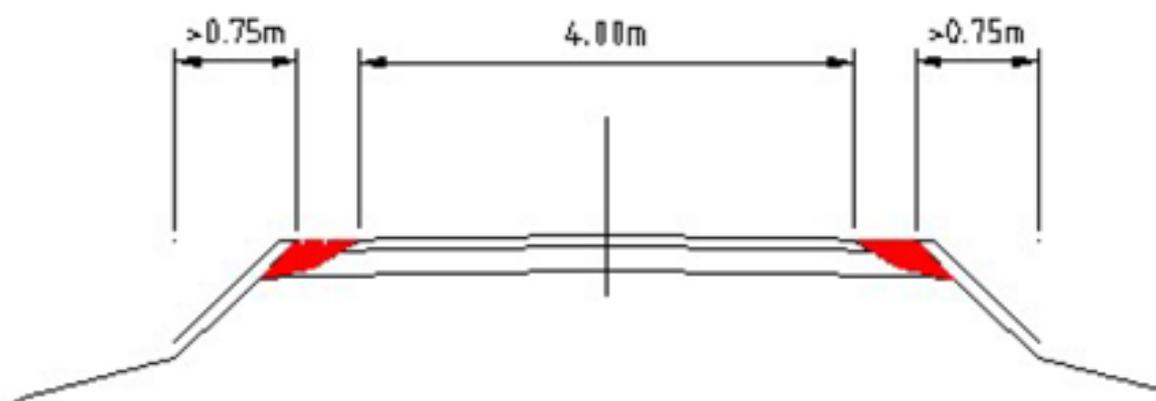
In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale che si trovano in stato di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

Nel caso questo non è stato possibile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

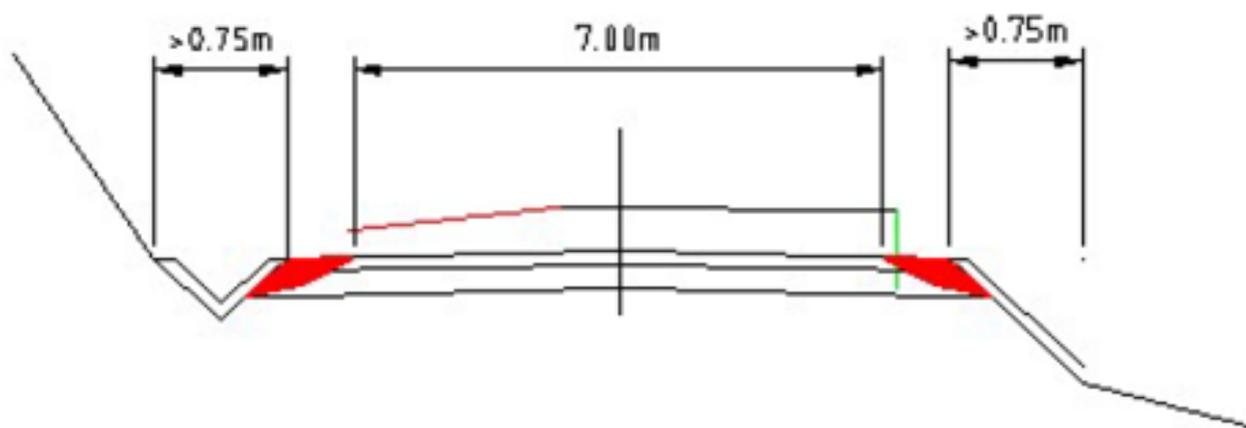
Nella **Figura 11** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.



Sezione Tipo in scavo – Rettilineo



Sezione Tipo in rilevato – Rettilineo



Sezione Tipo in mezza-costa – Curva

Figura 11: 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 dismissione parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 12**).

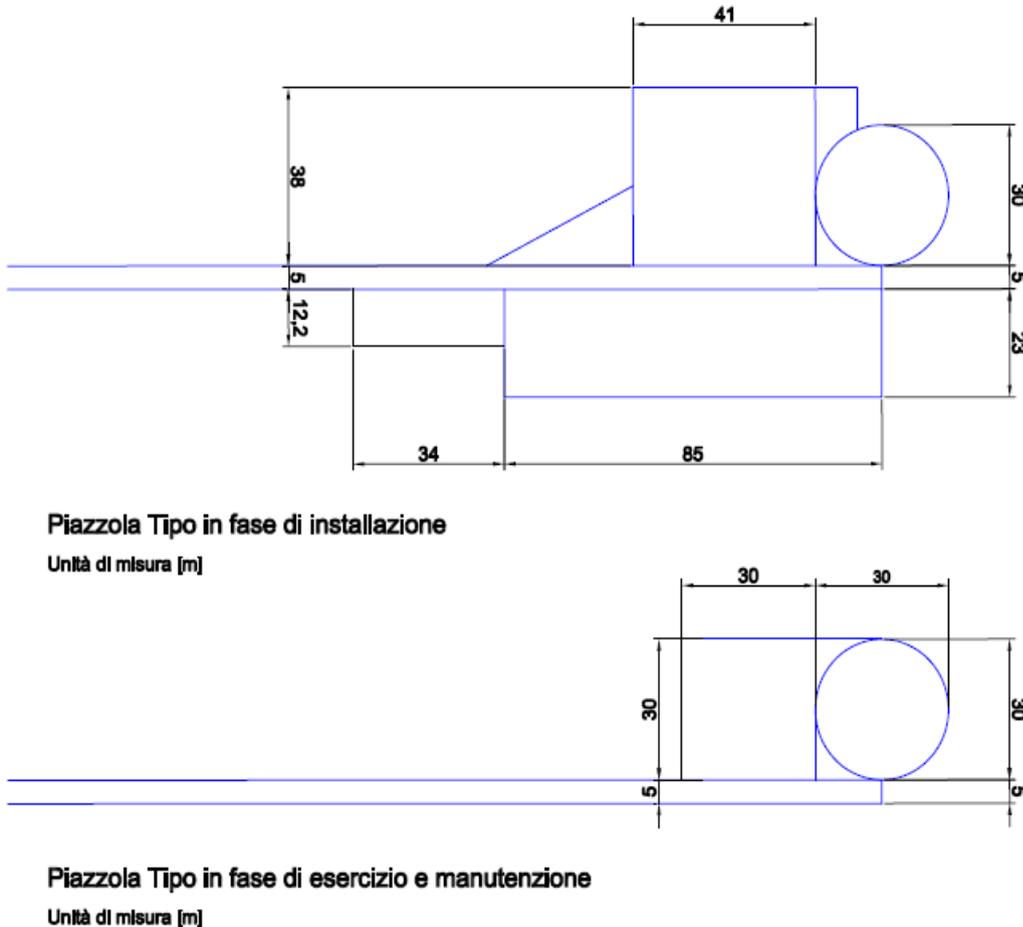


Figura 12: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

6.3. DESCRIZIONE OPERE ELETTRICHE

6.3.1. AEROGENERATORI

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori indipendenti, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla sottostazione tramite un cavidotto interrato. Nella stessa sottostazione sarà ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (MCM) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore MT-BT (0,69/33);
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella MT (33 kV) di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale. L'impianto eolico sarà costituito da n. 21 aerogeneratori, ciascuno di potenza massima da 4.57 MW, corrispondenti ad una potenza installata massima di 96 MW.

6.3.2. COLLEGAMENTO ALLA RTN

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso una nuova Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU) 150/33 kV, da ubicarsi presso il Comune di Colobraro, a circa 7 km dalla nuova stazione elettrica (SE) Terna RTN 150 kV "Sant'Arcangelo" da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV "Aliano – Senise" e "Pisticci – Rotonda" nel Comune di Sant'Arcangelo.

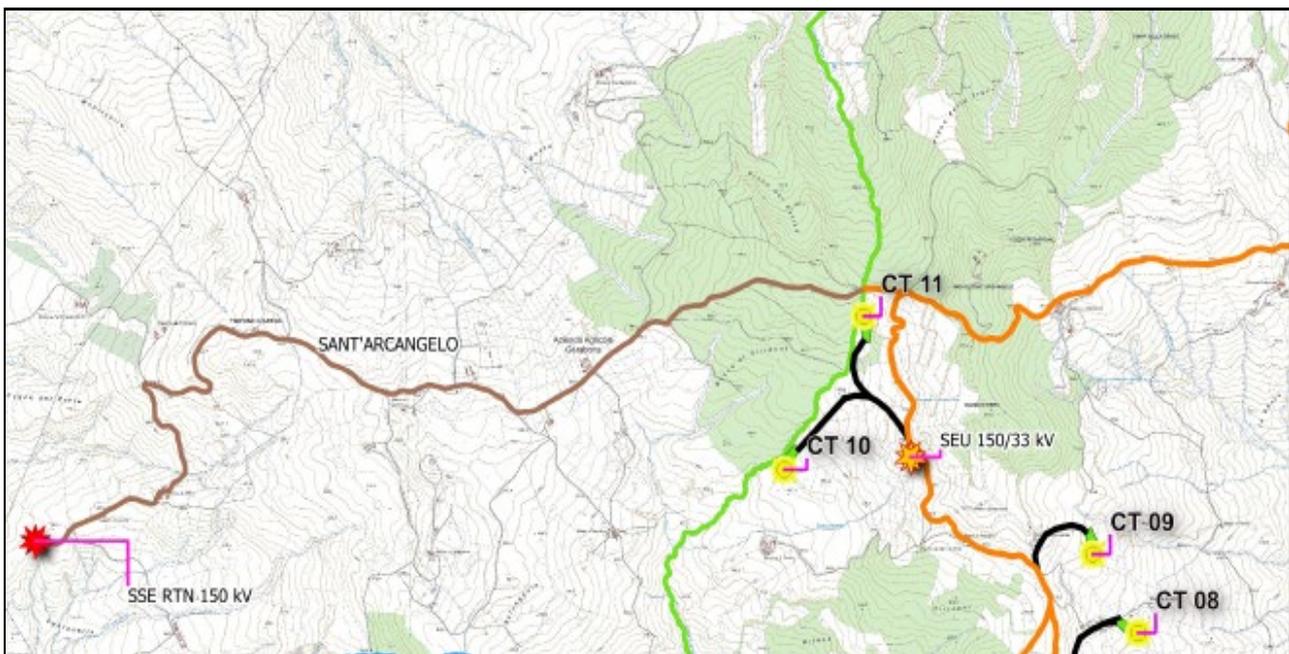


Figura 13: Layout d'impianto su CTR – Collegamento SEU – SSE RTN in linea AT interrata

Il collegamento alla nuova Stazione RTN Terna 150 kV di Sant'Arcangelo, in corrispondenza dello stallo assegnato alle società proponenti, avverrà tramite una Stazione di Condivisione attraverso un cavo AT interrato per circa 170 m di lunghezza (**Figura 14**)

Legenda

	Nuova SE RTN a 150kV		Cavidotto a 150kV di Connessione alla RTN
	Area SSE Altro Produttore		Cavidotto a 150kV - Powertis
	Area Powertis		Cavidotto a 150kV - WPD Italia
	Area SSE di Condivisione		

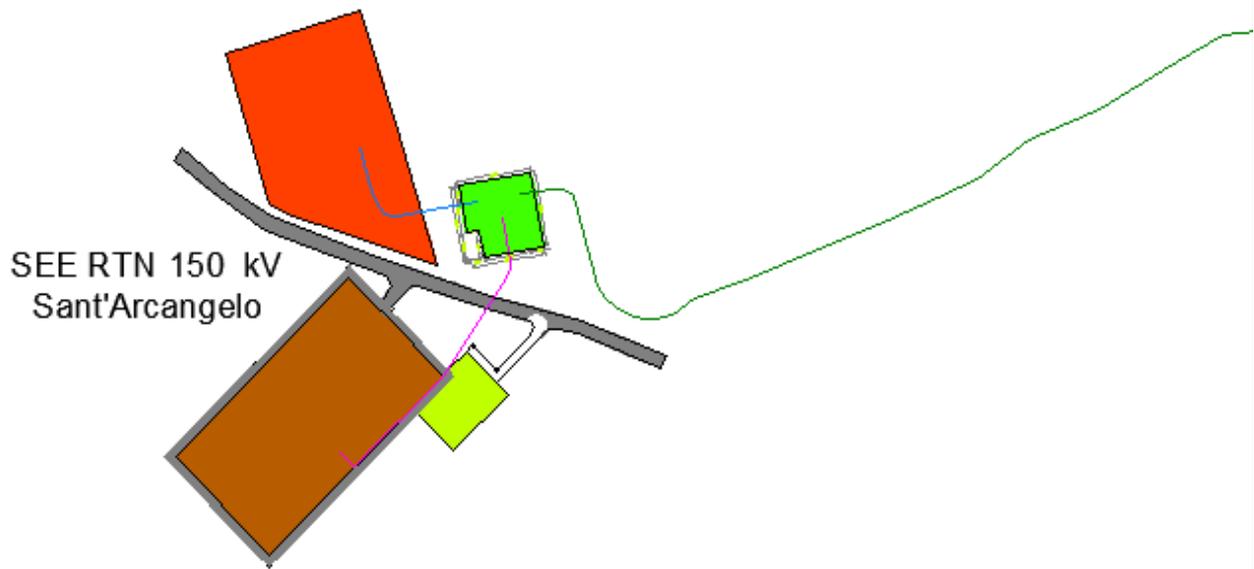


Figura 14: Schema di collegamento alla SSE RTN 150 kV Sant'Arcangelo

6.3.3. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE UTENTE (SSEU)

Nella sua configurazione, la sottostazione elettrica di utente prevede un collegamento alla limitrofa stazione Terna attraverso il sistema di cavi AT interrati, che partiranno dallo stallo AT presente nella nuova SSEU sino a giungere al castelletto cavi dedicato presso la SE Terna. Di seguito uno stralcio della planimetria della sottostazione elettrica di utente che copre una superficie di circa 3500 m².

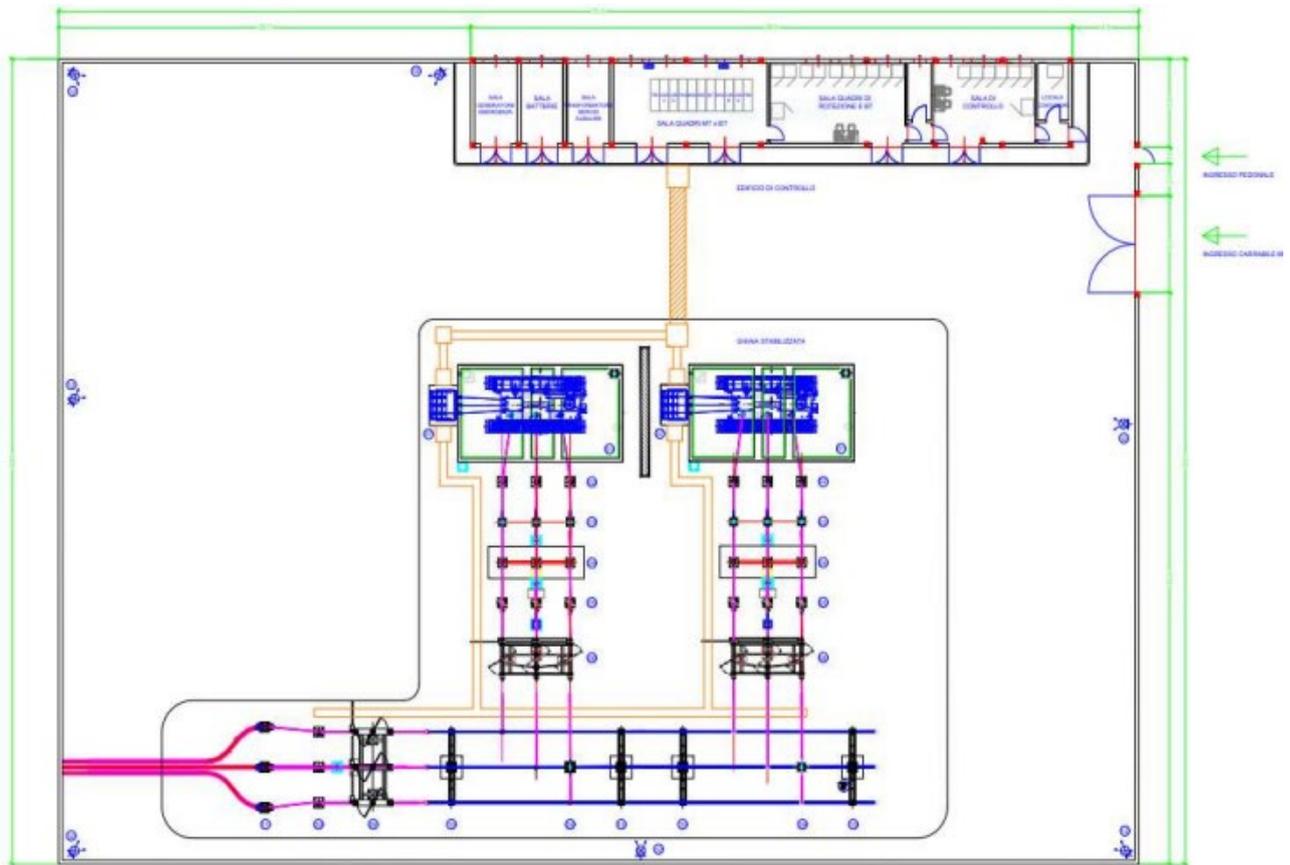


Figura 15: Layout sottostazione elettrica di trasformazione lato Utente (SSEU)

Presso la SSEU verrà realizzato un nuovo impianto AT di utente, così composto:

- n. 2 trasformatori AT/MT 150/33 kV della potenza di 40/50 MVA ONAN/ONAF
- n. 3 interruttori tripolari 170 kV 2000A 40 kA
- n. 1 sistema di distribuzione in sbarre
- n. 6 TV capacitivi
- n. 3 TV induttivi
- n. 9 TA
- n. 9 Scaricatori 170kV
- n. 3 sezionatori tripolari
- Planimetria apparecchiature elettromeccaniche

L'impianto sarà completato dalla sezione MT/BT, la quale sarà composta da:

- Quadri MT generali 33kV completi di:
 - Scomparti di sezionamento linee di campo
 - Scomparti misure

- Scomparti protezione generale
- Scomparti trafo ausiliari
- Scomparti protezione di riserva
- Trasformatori MT/BT servizi ausiliari 33/0,4 kV
- Quadri servizi ausiliari
- Quadri misuratori fiscali
- Sistema di monitoraggio e controllo
- Sistema di protezione AT, MT, BT.

Verrà altresì realizzato un edificio presso la sottostazione, di dimensioni in pianta di circa 39 x 5,5 mq, nel quale verranno ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, nonché i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi.

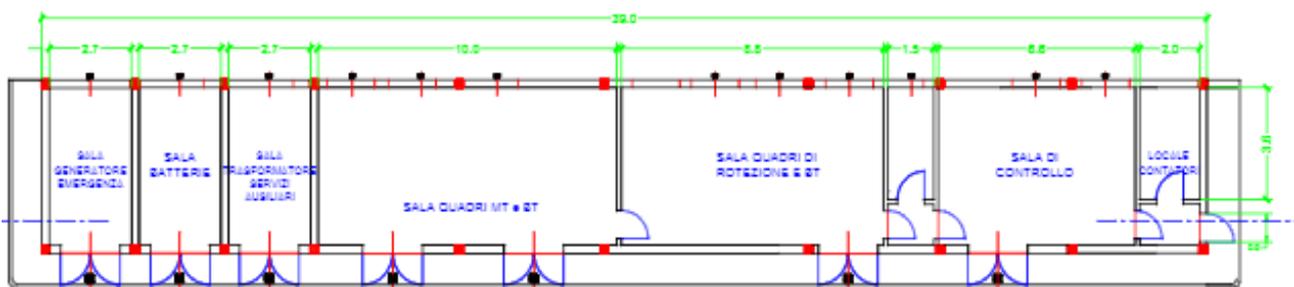


Figura 16: Pianta edificio di controllo SSEU

6.3.4. LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO MT

Il parco eolico avrà una potenza complessiva di 96 MW, data dalla somma delle potenze elettriche di n. 21 aerogeneratori da 4,57 MW ciascuno. Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono collegati fra di loro in n. 5 gruppi (circuiti) da n. 4 oppure 5 aerogeneratori ciascuno, come riportato nella tabella sotto.

Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale
A	CT01 – CT02 – CT03 – CT 04	18,28 MW
B	CT05 – CT06 – CT07 – CT08	18,28 MW
C	CT16 – CT15 – CT10 – CT09	18,28 MW
D	CT14 – CT13 – CT12 – CT11	18,28 MW
E	CT17 - CT18 - CT19 - CT20 - CT21	22,85 MW

Tabella 4: Circuiti elettrici MT del parco eolico

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui sopra, l'intero sistema di distribuzione dell'energia dagli aerogeneratori verso la SSEU 150/33 kV è articolato su n. 5 distinte linee elettriche, una per ciascun sottocampo, con un livello di tensione pari a 33 kV, le quali, una volta giunte in sottostazione, confluiscono sui quadri generali MT 33 kV.

Dall'aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato MT 33 kV, di sezione pari a 630 mmq. Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce con una linea elettrica in cavo interrato MT 33 kV, di sezione crescente dal primo all'ultimo aerogeneratore. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSE, saranno del tipo schermato, con conduttore in alluminio, con formazione a trifoglio elicordato per le sezioni minori, o a trifoglio semplice per le sezioni maggiori.

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1 m dal piano di calpestio. In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato *"PEMT044 Distribuzione MT – Sezioni Tipiche delle trincee cavidotto"*.

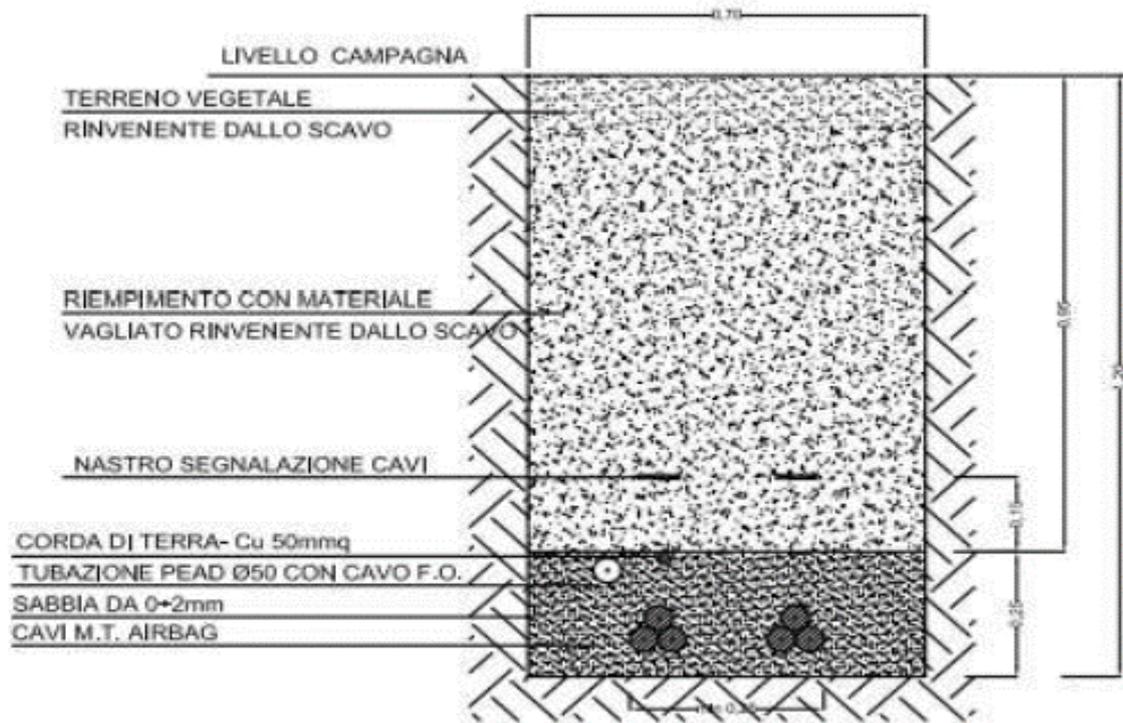


Figura 17: Esempio sezione tipo Linea MT con 2 Terne cavi

6.3.5. SISTEMA DI TERRA

Il sistema di terra del parco eolico è costituito da una maglia di terra formata dai sistemi di dispersori dei singoli aerogeneratori e dal conduttore di corda nuda che li collega. La maglia complessiva che si viene così a creare consente di ottenere un valore di resistenza di terra tale da garantire un sufficiente margine di sicurezza, adeguato alla normativa vigente. Il sistema di terra di ciascun aerogeneratore consisterà in più anelli dispersori concentrici, collegati radialmente fra loro, e collegati in più punti anche all'armatura del plinto di fondazione.

7. 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 dello stesso con il ripristino dei luoghi. Si prevedono pertanto tre fasi:

- a) Costruzione;
- b) Esercizio e manutenzione;
- c) Dismissione.

7.1. COSTRUZIONE

Le opere di costruzioni possono essere distinte in tre parti distinte, le opere civili, opere elettriche e le opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

7.1.1. 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 4.800 mq come riportato nell'elaborato "PCPP035 Pianta e sezione tipo piazzola".

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. Per consentire le attività di scarico e ricarica dei suddetti componenti verrà realizzata un'area temporanea in corrispondenza dell'uscita dalla SS653 Sinnica, come rappresentata in **Figura 18**, che a fine cantiere verrà ripristinata e che verrà utilizzata anche come area cantiere.

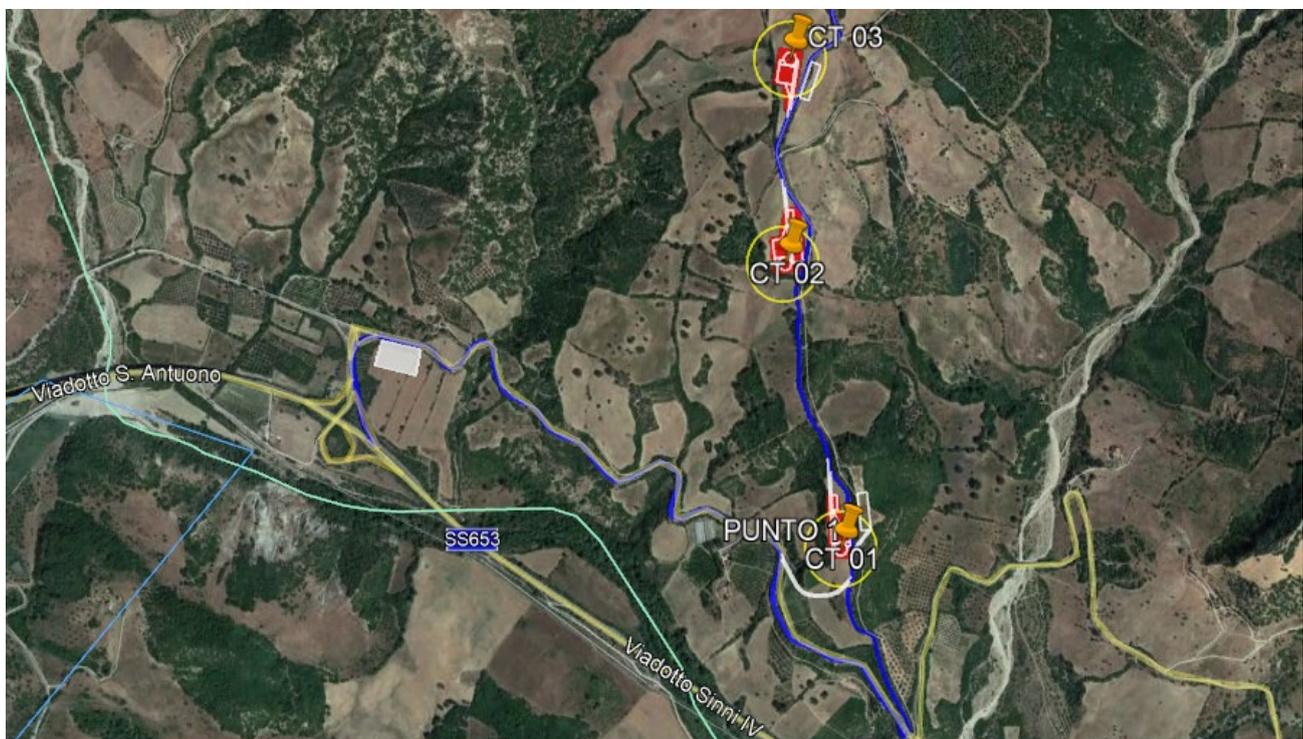


Figura 18: Accesso al parco e area di trasbordo

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato del 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 e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale. La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuato 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. 14 pali del diametro pari 100 cm e della lunghezza di 15 m.

7.1.2. OPERE ELETTRICHE E DI TELECOMUNICAZIONE

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere suddivise in 4 capitoli:

- opere elettriche di collegamento elettrico fra aerogeneratori;
- opere elettriche di trasformazione 150/33 kV;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione di trasformazione.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Utente avverranno tramite linee in MT 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 Stazione di Trasformazione 150/33 kV (SET) dalla quale, mediante una linea elettrica interrata in AT, esercita a 150 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza di un stazione elettrica condivisa con altri produttori da cui attraverso un cavo AT interrato di circa 170 m avverrà il collegamento allo stallo assegnato da Terna in corrispondenza di una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Aliano – Senise” e “Pisticci – Rotonda” nel Comune di Sant’Arcangelo.

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 SET attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto. Tale rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo che verrà realizzato per la posa in opere delle linee di collegamento elettrico.

7.1.3. INSTALLAZIONE AEROGENERATORI

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori. È stato previsto 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 i test sui materiali hanno avuto esito positivo) 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 passerà 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.

7.2. ESERCIZIO E MANUTENZIONE

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

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro di Media tensione 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.

7.3. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "Piano di dismissione".

8. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

8.1. CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ DELL'AREA D'IMPIANTO

Il progetto è stato studiato su un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'istallazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti storici presenti in un'area circolare di raggio 10 km dall'impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell'area con la rappresentazione del vento ad un'altezza dal suolo pari a 150 m.

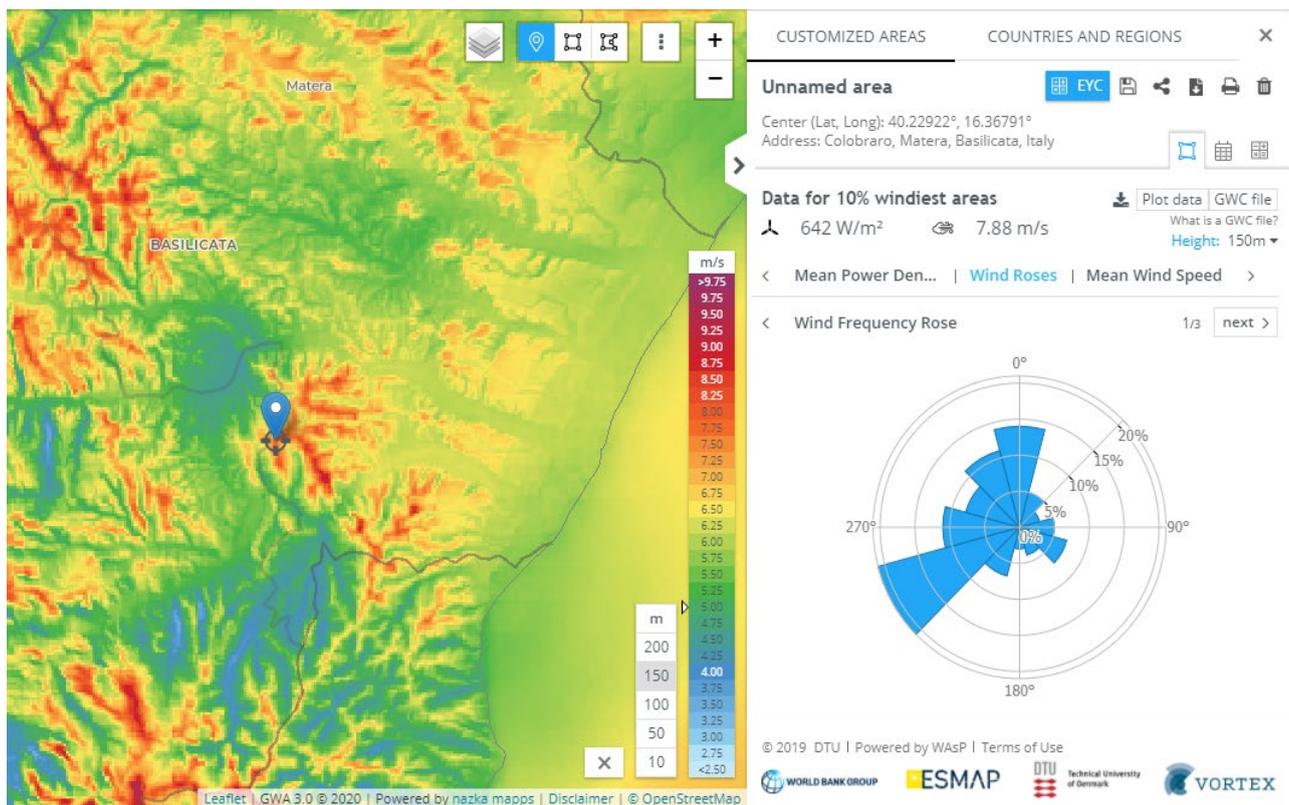


Figura 19: mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa.

Progetto:
Tursi e Colobraro

Utente autorizzato:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28211 Bremen
+49 7142 77810
Vragel / m.vragel@wpd.de
Redatto il:
11.08.2021 16:15/3.4.415



PARK - Analisi dei Dati di vento

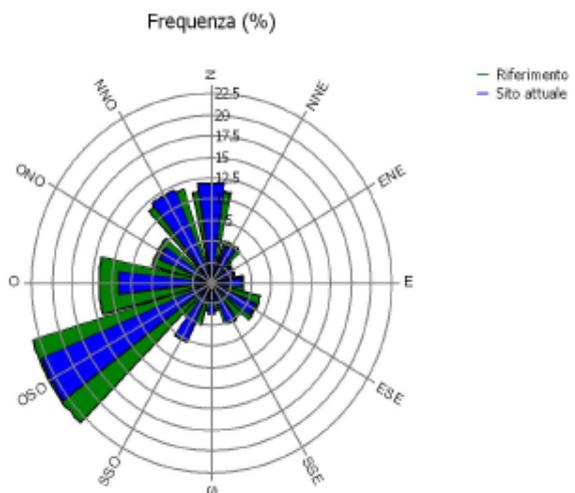
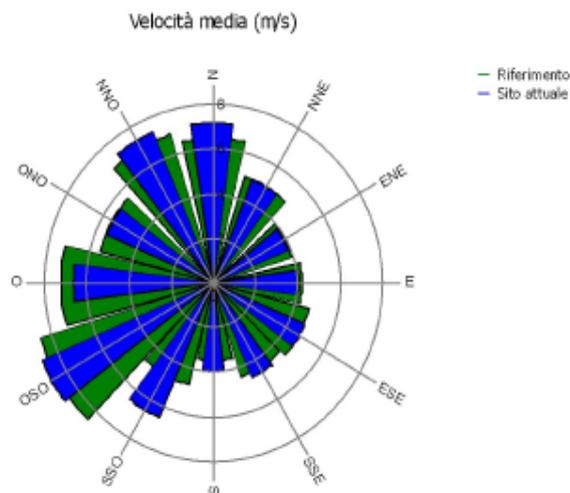
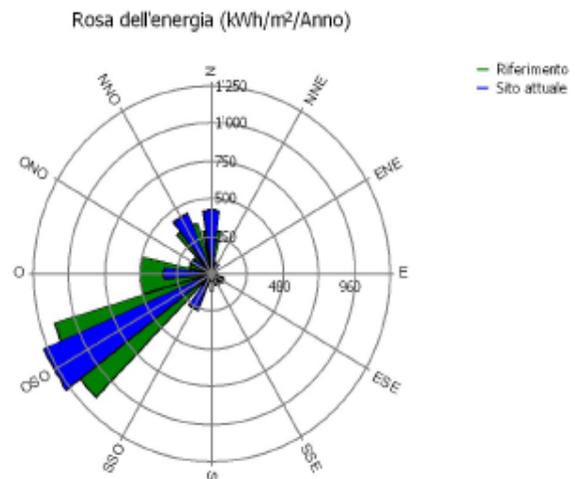
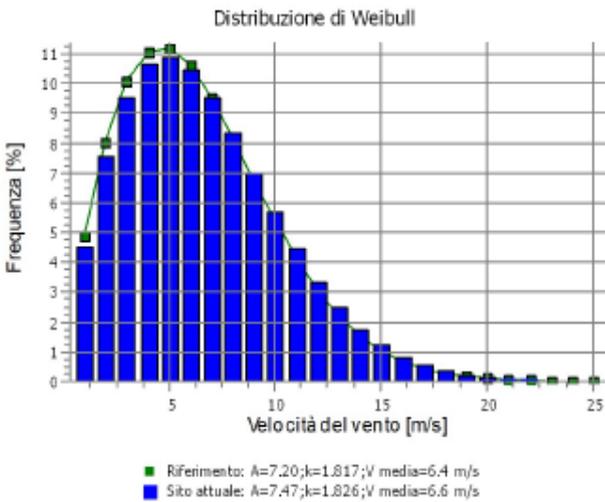
Calcolo: 21x SG 6.0-170_manual cutted 4.57MW_WRF-0.8 reduced_2021.08.11 Dati di vento: A - EMD-WRF Europe+_Korr.0.8; Altezza mozzo: 165.0

Coordinate del sito
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
Est: 618'062 Nord: 4'454'562

Statistica del Vento
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N40.23_E016.39 - 150m-Corr0.8.wws

Parametri Weibull

Settore	Sito attuale			Riferimento: classe di Rugosità 1			
	Parametro A	Velocità del vento [m/s]	Parametro k	Frequenza [%]	Parametro A [m/s]	Parametro k	Frequenza [%]
0 N	8.11	7.18	2.096	11.9	7.35	2.136	11.0
1 NNE	5.54	4.98	1.572	4.7	5.60	1.676	5.2
2 ENE	4.18	3.83	1.350	2.9	4.27	1.379	3.1
3 E	4.45	4.02	1.490	3.8	4.65	1.494	4.0
4 ESE	5.21	4.71	1.486	6.0	5.19	1.502	6.3
5 SSE	5.04	4.61	1.361	5.3	4.81	1.375	5.1
6 S	4.29	3.94	1.334	3.7	3.79	1.339	3.3
7 SSO	7.35	6.56	1.705	7.7	5.19	1.459	5.1
8 OSO	9.95	8.85	2.670	23.2	9.61	2.700	23.5
9 O	7.51	6.66	2.037	11.6	8.16	2.145	14.1
10 ONO	6.15	5.50	1.674	7.1	6.23	1.708	7.7
11 NNO	8.32	7.37	2.229	12.0	7.87	2.272	11.7
Tutti	7.47	6.64	1.826	100.0	7.20	1.817	100.0



PARK - Analisi dei Dati di vento

Calcolo: 21x SG 6.0-170_manual cutted 4.57MW_WRF-0.8 reduced_2021.08.11 Dati di vento: A - EMD-WRF Europe+_Korr.0.8; Altezza mozzo: 165.0

Coordinate del sito

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

Est: 617474 Nord: 4'448'965

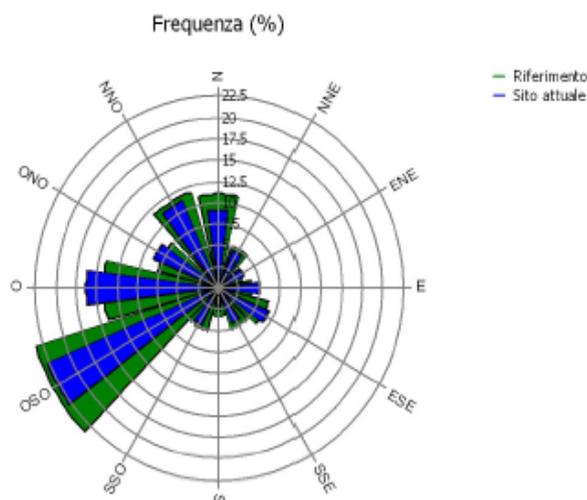
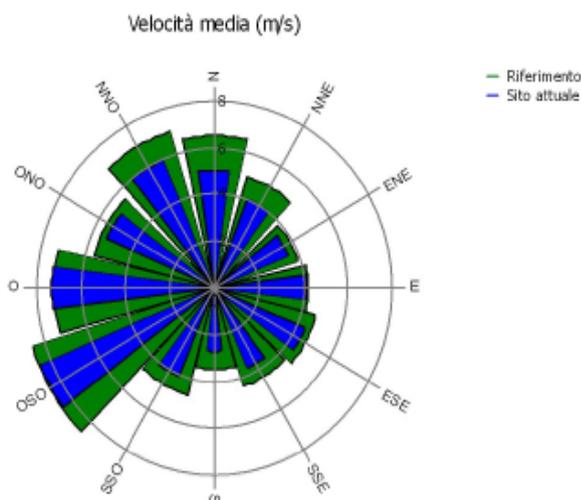
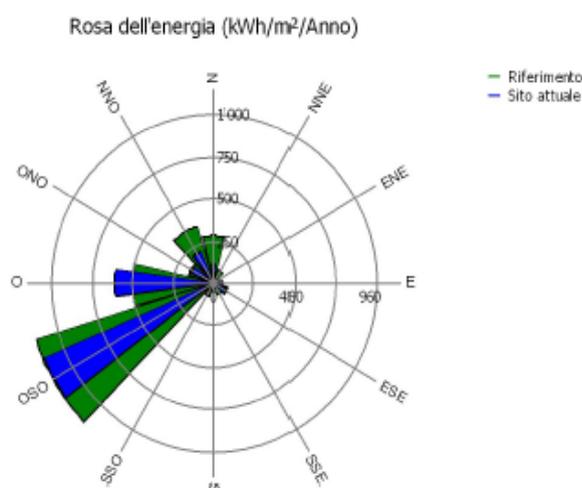
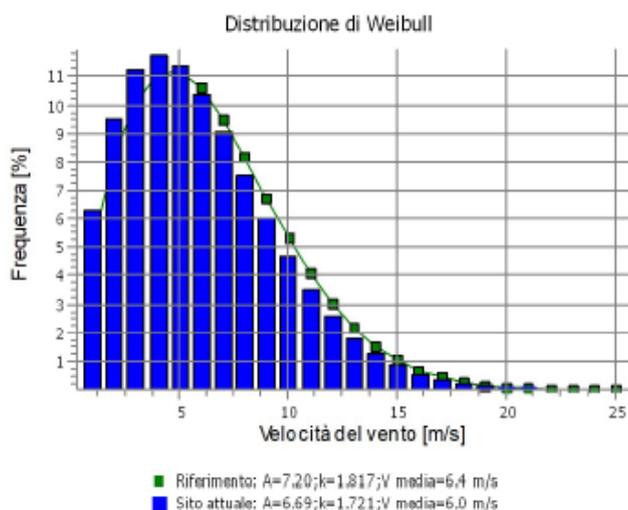
CT 01 - Siemens Gamesa SG 6.0-170_4.57MW 4570 170.0 !O! hub: 165.0 m (TOT: 250.0 m) (1)

Statistica del Vento

EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N40.23_E016.39 - 150m-Corr0.8.wws

Parametri Weibull

Settore	Sito attuale				Riferimento: classe di Rugosità 1			
	Parametro A	Velocità del vento [m/s]	Parametro k	Frequenza [%]	Parametro A	Parametro k	Frequenza [%]	
0 N	5.68	5.03	2.088	9.2	7.35	2.136	11.0	
1 NNE	4.53	4.05	1.654	4.8	5.60	1.676	5.2	
2 ENE	3.93	3.59	1.385	3.5	4.27	1.379	3.1	
3 E	4.57	4.14	1.479	5.0	4.65	1.494	4.0	
4 ESE	4.86	4.40	1.471	6.7	5.19	1.502	6.3	
5 SSE	4.05	3.72	1.342	4.5	4.81	1.375	5.1	
6 S	2.96	2.71	1.350	2.7	3.79	1.339	3.3	
7 SSO	4.52	4.10	1.447	4.8	5.19	1.459	5.1	
8 OSO	9.56	8.49	2.561	22.9	9.61	2.700	23.5	
9 O	8.25	7.31	2.088	16.3	8.16	2.145	14.1	
10 ONO	5.93	5.28	1.768	8.6	6.23	1.708	7.7	
11 NNO	6.68	5.91	2.271	11.1	7.87	2.272	11.7	
Tutti	6.69	5.96	1.721	100.0	7.20	1.817	100.0	



Tramite serie storiche di riferimento è stato quindi possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine ed è stato calcolato che il vento a 165 m, ha una velocità media di 6.5 m/s ed una direzione prevalente Ovest-Sud Ovest sulla base dei dati ed analisi fornite dalla società proponente come di seguito rappresentato.

PARK - Risultato principale

Calcolo: 21x SG 6.0-170_manual cutted 4.57MW_WRF-0.8 reduced_2021.08.11

Modello di scia N.O. Jensen (RISO/EMD)

Calcolo delle scie eseguito in UTM (north)-WGS84 Zona: 33
Al centro del sito, la differenza tra Nord del sistema di riferimento e Nord Vero è: 0.9°

Metodo di correzione della curva di potenza
Nuovo metodo windPRO (metodo IEC modificato per accordarsi al controllo turbina) <RACCOMANDATO>
Metodo di calcolo della densità dell'aria
Funzione dell'altezza, temperatura da stazione climatica
Stazione: LATRONICO V3 2014
Temperatura di riferimento: 11.2 °C a 896.0 m
Pressione di riferimento: 1013.3 hPa a 0.0 m
Densità dell'aria al Centro Sito, all'altezza di riferimento: 612.7 m + 150.0 m = 1.130 kg/m³ -> 92.3 % dello standard
Umidità relativa: 0.0 %

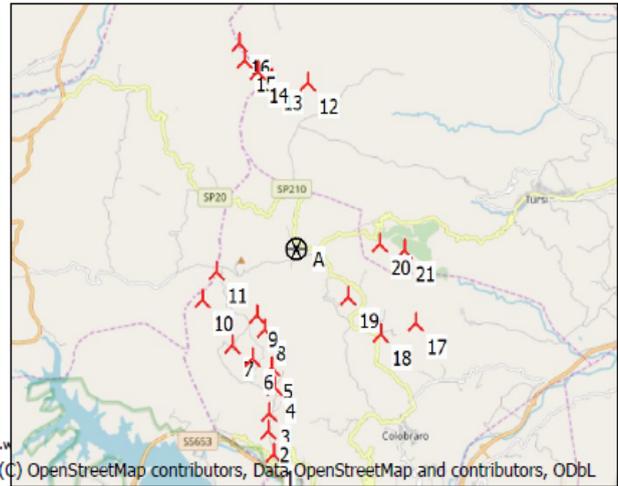
Parametri del modello di scia
Tipo terreno Costante di decadimento scia
Definito dall'utente 0.050

Altezza di dislocamento omnidirezionale importata dagli Oggetti

Impostazioni calcolo scie
Angolo [°] Velocità del vento [m/s]
inizio fine passo inizio fine passo
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0

Statistica del Vento EMD-WRF Europe+ (ERAS)_N40.23_E016.39 - 150m-Corr0.8.w

Versione WAsP WAsP 12 Version 12.00.0128



Scala 1:200'000
Nuova WTG Dati di Sito

Risultati di riferimento a 150.0 m sopra il terreno

Terreno UTM (north)-WGS84 Zona: 33

Easting Northing Nome Oggetto Dati di Sito Tipo

Easting	Northing	Nome	Oggetto	Dati di Sito	Tipo	Energia del vento [kWh/m²]	Velocità media [m/s]	Rugosità equivalente
A 618'062	4'454'562	EMD-WRF Europe+_Korr.0.8	WAsP (WAsP 12 Version 12.00.0128)			2'822	6.5	-1.2

Produzione annuale stimata del parco eolico

Combinazione di WTG	Risultato [MWh/anno]	Lordo (senza perdite) [MWh/anno]	Perdite di scia [%]	Risultati=)		Ore equivalenti [Ore/anno]	Velocità media al mozzo [m/s]
				Fattore di capacità [%]	Media per WTG [MWh/anno]		
Parco eolico	340'918.1	359'656.0	5.2	40.5	16'234.2	3'552	6.6

*) Basati su perdite in scia e decurtazioni.

Energia annuale calcolata per ciascuna delle 21 nuove WTG, per un totale di 96.0 MW nominali installati

Tipo di WTG	Statistica	Valida	Produttore	Tipo generatore	Potenza nominale [kW]	Diametro rotore [m]	Altezza mozzo [m]	Curva di potenza		Produzione annuale		
								Creata	Nome	Risultato	Perdite di scia [%]	Velocità del vento imperturbato [m/s]
1 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	14'256.0	4.7	5.96	
2 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	14'480.2	6.0	6.10	
3 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	14'995.3	5.5	6.23	
4 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	15'624.1	7.2	6.56	
5 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	17'101.1	5.9	6.94	
6 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	18'761.1	6.3	7.53	
7 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	17'454.9	4.7	6.88	
8 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	15'531.1	11.1	6.67	
9 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	17'218.3	4.4	6.86	
10 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	15'407.3	2.2	6.16	
11 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	17'524.3	2.9	6.82	
12 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	16'478.7	3.2	6.48	
13 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	16'530.2	3.5	6.55	
14 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	16'647.0	4.8	6.68	
15 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	15'865.8	5.9	6.54	
16 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	17'075.1	1.7	6.60	
17 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	14'817.7	8.0	6.22	
18 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	16'751.1	5.7	6.75	
19 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	17'814.6	4.8	7.17	
20 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	16'582.5	3.9	6.53	
21 A	Si	Siemens Gamesa	SG 6.0-170_4.57MW-4'570	4'570	170.0	165.0	USER	Manual cutted 4.57MW	14'001.5	7.3	5.96	

I risultati di produzione annuale includono le perdite indicate. In fase decisionale, andranno considerate ulteriori perdite e incertezze.

Sulla base delle suddette informazioni è stato sviluppato il layout di progetto ed utilizzando il software WINDPRO è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e, a partire

da questa, è stata calcolata la produzione totale del parco eolico (cfr. studio anemologico).

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG Siemens Gamesa V170 - HH 165 m con potenza massima 4.57 MW, poiché tale aerogeneratore è il più sfavorevole dal punto di vista della verifica dei parametri previsti dal punto 1.2.1.3 del PIEAR.

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

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

Il valore di produzione stimato pari a 340 GWh, come da analisi riportata sopra corrisponde al valore lordo da cui va detratto un valore pari al 10%, inteso come perdite di energia, dovuto ai seguenti fattori di incertezza:

- accuratezza della misura del vento;
- accuratezza del modello di calcolo;
- perdite di scia;
- perdite elettriche;
- disponibilità degli aerogeneratori.

Come meglio riportato nello Studio Anemologico allegato al progetto, il valore di produzione energetica annuale atteso è pari a circa **306 GWh/anno**, ipotizzando appunto il 10% di perdite dovute ai suddetti fattori di incertezza coinvolti, e corrispondente a circa 3.500 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.

8.2. CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DELL'AREA D'INTERVENTO

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il "Parco Eolico Colobrarò-Tursi" appartiene all'unità strutturale della **Catena Sud-Appenninica (Figura 19)**

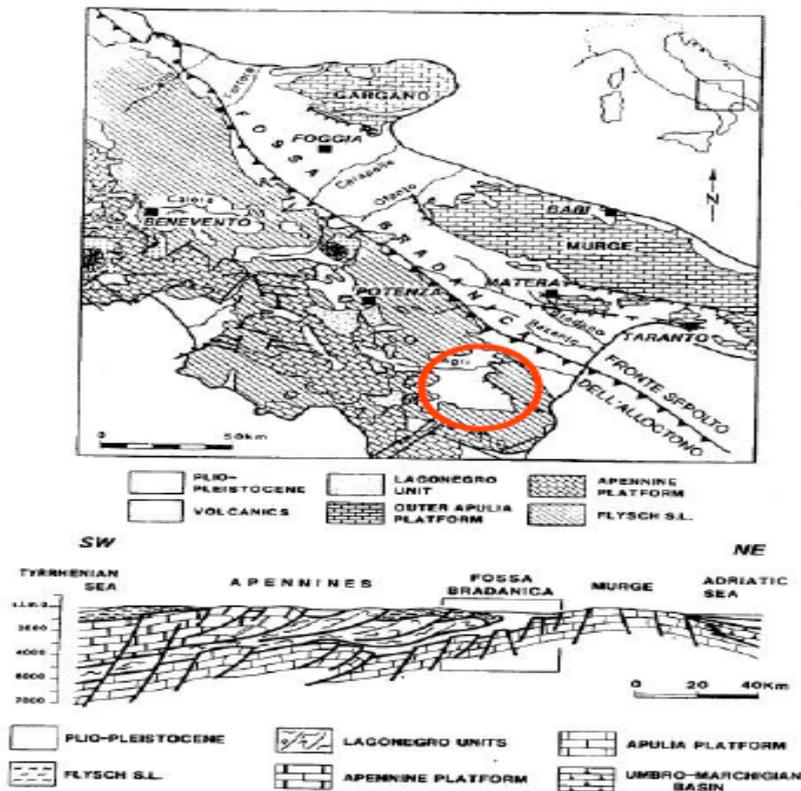


Figura 20: Carta geologica schematica e sezione geologica attraverso l'Appennino Meridionale e la Fossa Bradanica.

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

In trasgressione sui depositi miocenici e sui calcari di base sono presenti depositi terrigeni depositatisi nel Pliocene inferiore aventi spessori non superiori ai 200 metri.

Tali sedimenti rappresentano il ciclo sedimentario più antico e sono costituiti, in affioramento, da una sequenza di sabbie e di argille siltose azzurre con lenti conglomeratiche sabbiose (Unità Sicilidi).

L'area in oggetto ricade al margine orientale del Bacino di Sant'Arcangelo; tale Bacino, tra quelli intrappenninici che hanno risentito dell'evoluzione tettonica della catena appenninica, è uno dei più estesi ed è il più completo in termini di record sedimentario; strutturalmente, il Bacino di Sant'Arcangelo è stato definito del tipo "piggyback", per la sua posizione interna rispetto all'Avanfossa Bradanica.

Gli aerogeneratori, verranno installati sui rilievi che costituiscono la dorsale di Colobraro-Valsinni, che strutturalmente sono stati generati dai trust appenninici, morfologicamente suddivisibile in due aree: un'area a morfologia da montuosa ad alto-collinare, in cui affiorano successioni mesozoico terziarie riferibili all'Unità Sicilide, costituite in prevalenza da argille e marne con intercalazioni di risedimenti carbonici (calcareniti, calcilutiti, calciruditi) a stratificazione da media a sottile e da quarzoareniti in strati e banchi, con intercalazioni di argille e marne siltose ed un'area a morfologia basso collinare,

caratterizzata dall'affioramento di successioni plio-pleistoceniche riferibili al gruppo di Sant'Arcangelo, costituite da sabbie, da addensate a cementate e da argille e marne grigio-azzurre e da successioni pleistoceniche riferibili al dominio deposizionale dell'Avanfossa Bradanica (Argille subappennine Auct.), costituite da argille ed argille marnose grigio azzurre con sottili intercalazioni sabbiose.

Nel dettaglio, (vedi Tavola 1 – Carta geologica) la porzione Sud del Parco Eolico Colobrarò-Tursi (Aerogeneratore CT3÷CT11) interesserà il Complesso Sicilide, Membro di Sant'Arcangelo, ovvero la Formazione delle Argille Variegate, costituite da alternanza di calcari e calcari marnosi, di colore grigio verdastre con intercalazione di arenarie e brecciole calcaree.

Gli aerogeneratori CT1 e CT2, interesseranno le sabbie conglomeratiche cronologicamente collocabili nel pliocene inferiore, appartenenti al complesso di Oriolo. Mentre la porzione Nord del Parco (Aerogeneratore CT12÷CT16) andrà ad interessare l'Unità tettonica del Complesso Sicilide, Falda di Rocca Imperiale (argille variegate).

Infine, la sottostazione, realizzata nel territorio comunale di Sant'Arcangelo, interesserà le argille grigio-azzurre del pliocene superiore, che affiorano diffusamente all'interno del bacino di Sant'Arcangelo.

Le litologie cartografate, ricadenti all'interno del territorio comunale di Colobrarò, Tursi e Sant'Arcangelo, non risultano essere rocce potenzialmente contenenti amianto naturale (ai sensi delle DD.GG.RR del 23 dicembre 2010 n.2118 e 29 novembre 2011 n.1743) (vedi Fig.3).

8.3. CARATTERISTICHE IDROLOGICHE DELL'AREA D'INTERVENTO

L'area del Parco Eolico "Colobrarò-Tursi", appartiene al Complesso idrogeologica argilloso-calcareo delle Unit-Sicilide, caratterizzata nell'insieme da una "bassa permeabilità" che raggiunge "valori molto bassi" negli orizzonti marnoso-argillitici e solo localmente, la permeabilità assume valori medio bassi a causa della presenza delle famiglie di fratture, che accompagnano le dislocazioni più importanti (faglie e sovrascorrimenti).

Sulla base dei rilevamenti effettuati in zona e delle caratteristiche geologiche dei litotipi indagati, è possibile affermare che non vi sono le condizioni necessarie per la formazione ed il mantenimento di una falda freatica, anche se è possibile intercettare livelli saturi a contatto tra litotipi a differente permeabilità.

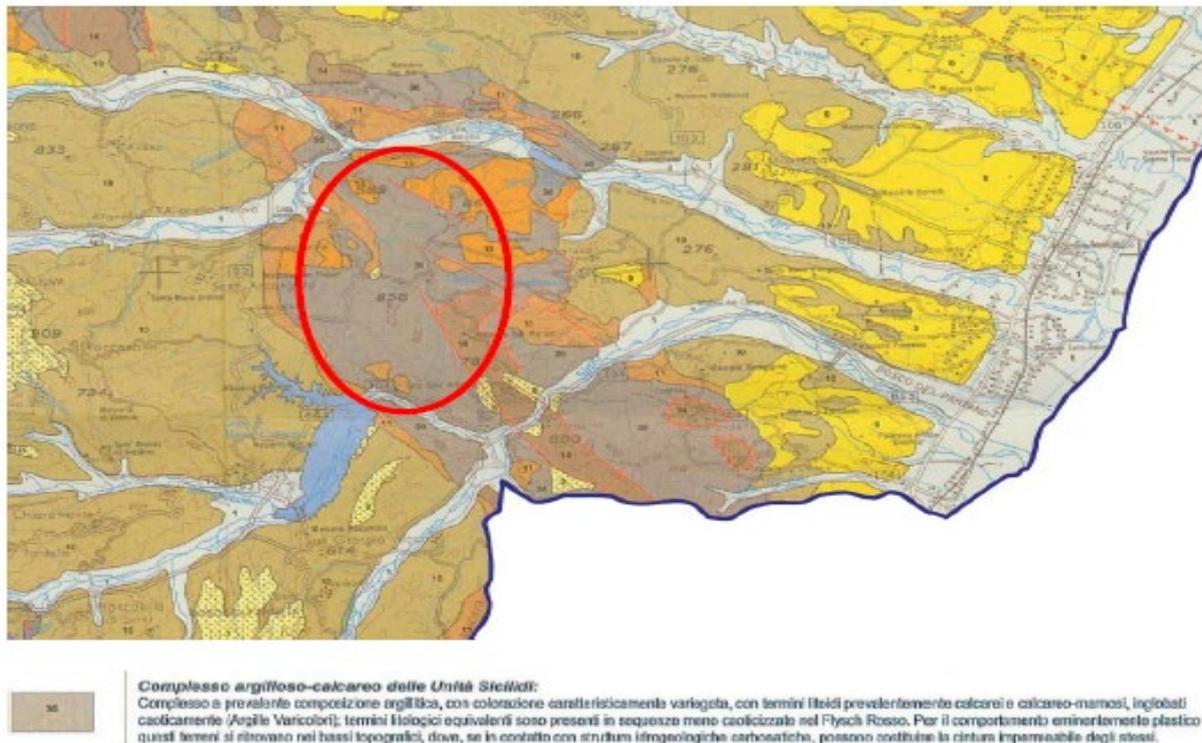


Figura 21: Carta idrogeologica della Regione Basilicata

Il P.AI. (Piano per l'Assetto Idrogeologico) vigente dell'Autorità Interregionale di Bacino della Basilicata, individua le aree a rischio esondazione e quelle a rischio frana presenti all'interno dell'area di competenza dell'Autorità stessa.

Dall'analisi della documentazione cartografica risulta che, nella porzione Sud del Parco Eolico, non sono presenti aree a rischio idrogeologico, e più precisamente aree a rischio frana (vedi Tavola 2) che interessino i siti individuati per l'istallazione degli aerogeneratori e delle sottostazioni.

La porzione Nord del Parco, invece, risulta caratterizzata dalla presenza diffusa di fenomeni franosi di media entità ubicati principalmente nelle aree di impluvio.

Gli aerogeneratori CT12, 13 e 15 ricadono all'interno di aree a rischio idrogeologico medio ed a pericolosità media (R2) (vedi Tavola 2).

Per il comma 1 dell'Art.18 delle N.T.A. (Norme Tecniche di attuazione) del PAI della Regione Basilicata "sono classificate come aree a rischio idrogeologico medio ed a pericolosità media quelle aree in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti danni minori agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale, che non pregiudicano le attività economiche e l'agibilità degli edifici".

Il comma 3.1 dell'Art.18 definisce quali interventi sono consentiti (rimandando al punto 3.1 c.3 Art.17) aggiungendo:

“nonché interventi di nuova edificazione, completamento o ampliamento di manufatti esistenti, così come definiti dalla legislazione vigente, realizzati con modalità che non determinano situazioni di pericolosità idrogeologica”.

Pertanto, nell’ambito della progettazione definitivo-esecutiva dei singoli aerogeneratori che interessano le aree a rischio idrogeologico medio (R2), sarà redatto un elaborato specifico “comprendenti la caratterizzazione morfologica, geologica, idrologica e geotecnica dei fenomeni di dissesto in atto o potenziali, nonché da verifiche di stabilità e di efficacia delle soluzioni progettuali proposte al fine di rendere compatibili le trasformazioni previste. Il progetto degli interventi di cui all’art.16 c.2 lettere a) e b) dovrà essere corredato da piano di monitoraggio e di manutenzione dell’intervento realizzato”.

Ai sensi del R.D.L. 3267/23, l'area del Parco Eolico Colobrarò-Tursi ricade all'interno di una vasta zona interessata dal vincolo idrogeologico.

La realizzazione delle opere accessorie (strade, piazzole) dovrà prevedere l'utilizzato di terreno granulare, avente buone caratteristiche geotecniche e buona permeabilità, tali da garantire la stabilità delle opere stesse.

Sarà necessario effettuare una corretta regimazione delle acque superficiali mediante la realizzazione di canali di sgrondamento e di guardia.

Tuttavia, le opere in progetto non andranno a variare significativamente il regime delle acque di superficie della zona, né ovviamente ad interferire con il regime delle acque sotterranee che, come detto, risultano poco sviluppate.

8.4. MODELLO SISMICO DELL'AREA DI PROGETTO

I territori comunali di Colobrarò, Tursi (Provincia di Matera) e Sant’Arcangelo (Provincia di Potenza) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, sono classificati sismicamente come appartenente alla “zona 2”.

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

Tabella 5: Tabella dei valori di PGA con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni

Inoltre, si osserva come i comuni interessati dall'intervento non rientrano nella zonazione sismogenetica ZS9, secondo la mappa di pericolosità sismica (INGV - C. Meletti e G. Valensise, 2004) e non sono interessati da nessuna sorgente sismogenetica.

8.5. INFRASTRUTTURE VIARIE PRESENTI

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che delle 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.

8.6. 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 (Ente gestore: Provincia di Matera, Comune di Colobraro e Comune di Tursi);
 - ✓ Linee aeree Telecom
 - ✓ Linee elettriche aeree
- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
 - ✓ Elettrodotti aerei (verificata per tutte le linee aeree la compatibilità di quota rispetto al carico)

9. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE E PAESAGGISTICA

Il parco eolico in progetto ricade in aree prive di vincoli di natura ambientale e paesaggistica a livello locale mentre lo scenario interessa aree protette in termini di area vasta.

Le aree protette interessate dall'area vasta dell'impianto eolico sono le seguenti:

- 1) **ZPS IT9210271** – Appennino Lucano -Valle Agri – Monte Sirino-Monte Raparo: L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino si trova ad una distanza di circa 10.000m.
- 2) **ZPS IT9210275** – Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi: L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino si trova ad una distanza di circa 500 m.
- 3) **ZSC IT9210220** – Murge di S.Oronzio: L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino si trova ad una distanza di circa 10.000m.
- 4) **ZSC IT9210025** – Bosco della Farneta: L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino si trova ad una distanza di circa 12.500m;
- 5) **EUAP 0008** – Parco Nazionale del Pollino: L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino si trova ad una distanza di circa 500 m.

L'impatto in fase di cantiere e in fase di dismissione è da considerarsi trascurabile in quanto tali fasi hanno una durata breve e non continuativa nel tempo oltre ad essere totalmente esterne alle aree protette.

La fase di esercizio data la sua durata prolungata nel tempo ma non permanente ha un impatto sulle aree protette. Le aree dove localizzare gli aerogeneratori sono state scelte con l'obiettivo di essere al di fuori del confine di tali aree e ad una distanza e posizione tale da non alterne lo stato di conservazione.

Nella **Figura 22, 23, e 24** vengono rappresentate le zone ZPS, ZSC e EUAP interessate dall'area Vasta dell'impianto eolico. Le zone SIC nono assenti e pertanto non vengono rappresentate.

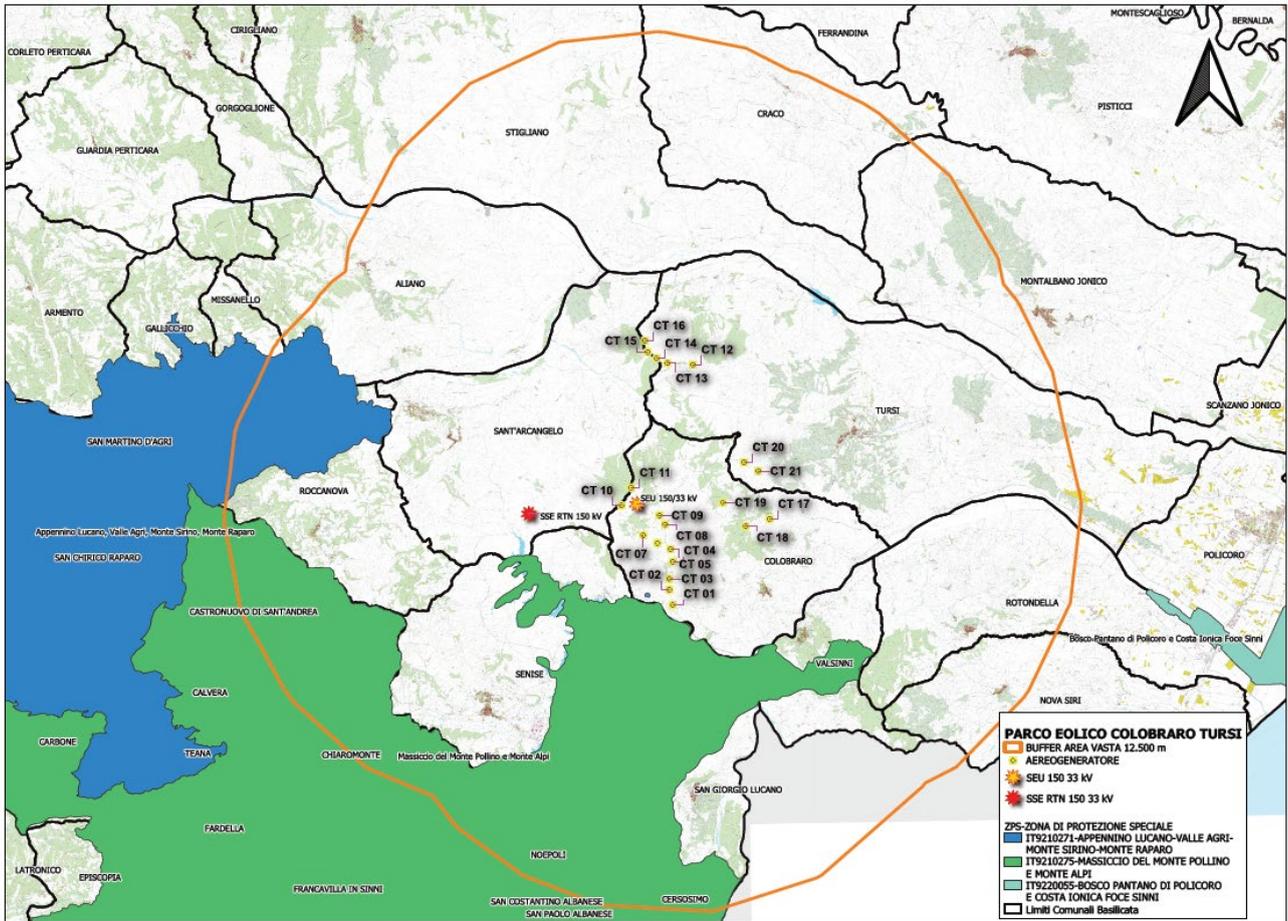


Figura 22: Inquadramento Zone ZPS con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

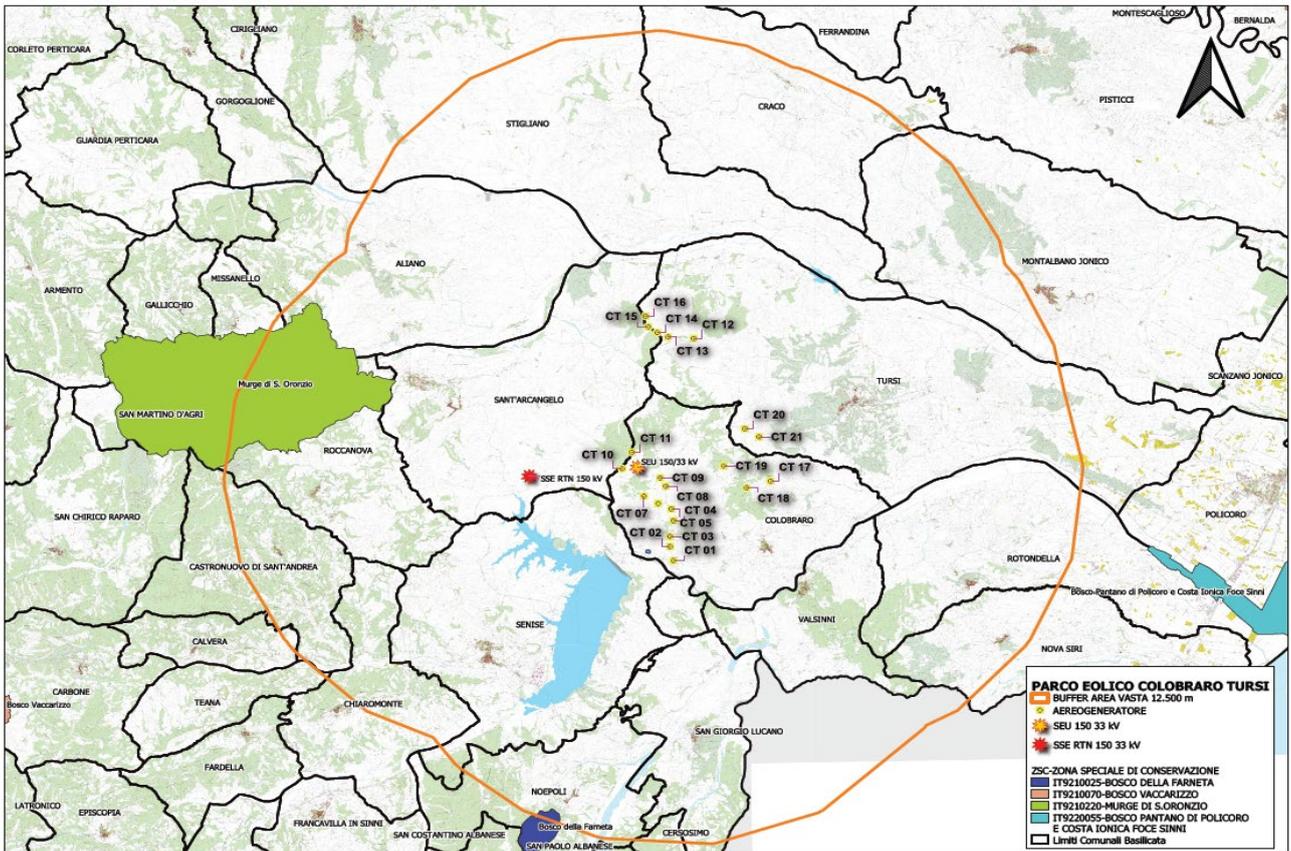


Figura 23: Inquadramento Zone ZSC con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

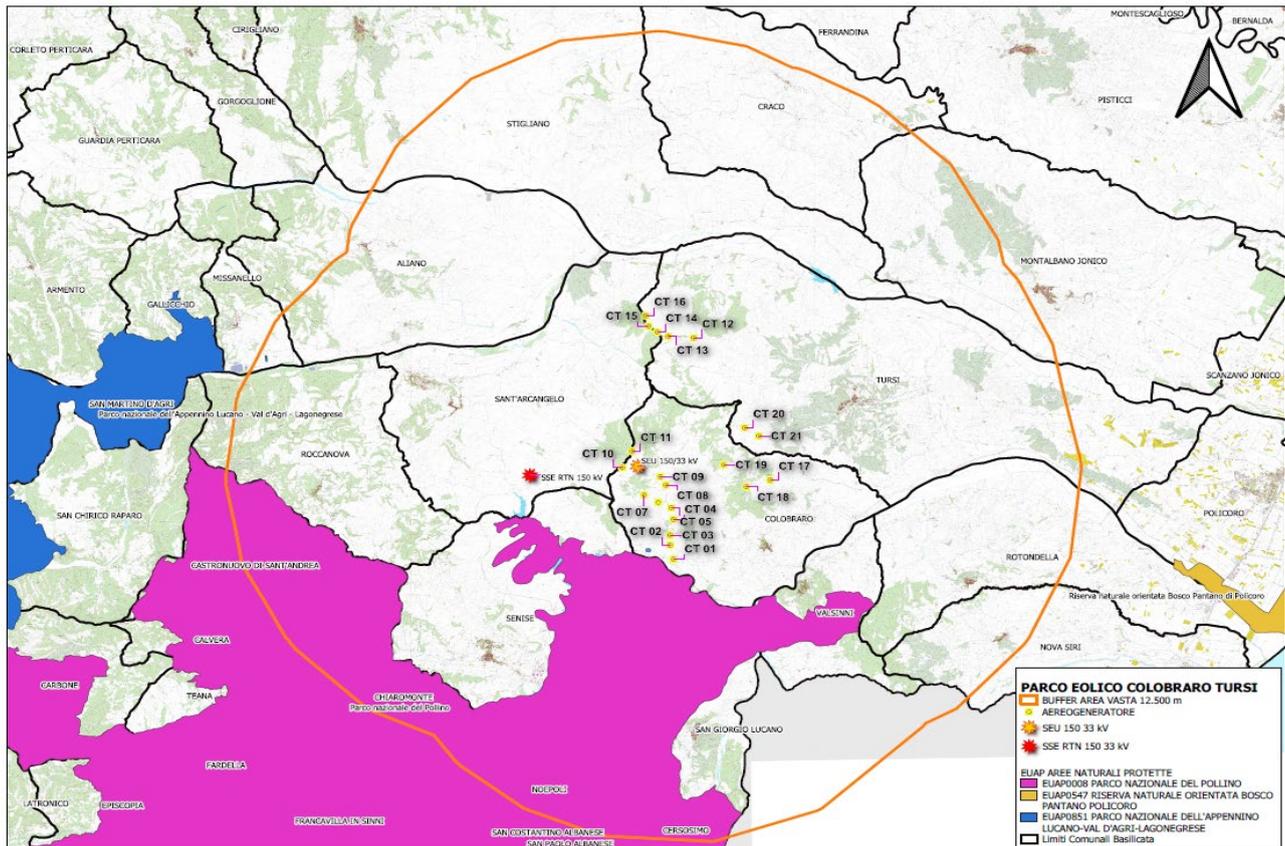


Figura 24: Inquadramento Zone EUAP con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

Il parco eolico, con riferimento all'area vasta, interferisce con la Zona IBA 195, 141 e 196 ed in particolare n. 16 aerogeneratori all'interno della zona IBA 196 Calanchi della Basilicata.

aerogeneratori, che per loro dimensioni si inseriscono in maniera puntuale all'interno del paesaggio esistente, e alla realizzazione di nuove strade e sottostazioni elettriche.

Tutti gli aspetti paesaggistici sono stati ampiamente trattati nella Relazione Paesaggistica, in questo paragrafo vengono sintetizzati gli impatti diretti dell'impianto eolico, gli interventi di mitigazione e, quindi, la valutazione dell'impatto.

La fase di cantiere per la costruzione e la dismissione sono caratterizzate da interventi che si inseriscono all'interno del paesaggio e nel tessuto del patrimonio culturale e dei beni materiali in ambito di area del sito ed area vasta pressoché nullo in quanto la loro presenza nel territorio è molto breve in quanto tutte le gru e le opere provvisorie che potrebbero modificare il paesaggio vengono eliminate alla chiusura del cantiere.

La fase che ha un impatto sul tema che stiamo trattando in questo paragrafo è quella di esercizio pur non essendo le opere permanenti in quanto è previsto il ripristino dello stato dei luoghi ante-operam dopo la fine della vita utile dell'impianto che si prevede dopo 20 anni.

Sostanzialmente gli elementi che hanno un impatto che richiede 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, cavidotto 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.

Come ampiamente discusso nella relazione paesaggistica al fine di minimizzare l'impatto visivo dell'impianto sullo stato attuale dei luoghi si sono adottate delle misure di mitigazione in fase di scelta progettuale imponendo una distanza minima tra gli aerogeneratori di 450 m ed in generale pari a 6 volte il diametro nella direzione prevalente del vento e pari a 3 volte il diametro nella direzione ortogonale alla suddetta direzione.

Inoltre, sebbene il numero di aerogeneratori sia pari a 21 potrebbe indurre a pensare ad un impatto ambientale alto, in realtà l'impianto progettato può essere suddiviso in tre zone distanti reciprocamente come segue e quindi tale da non avere un effetto cumulato alto.

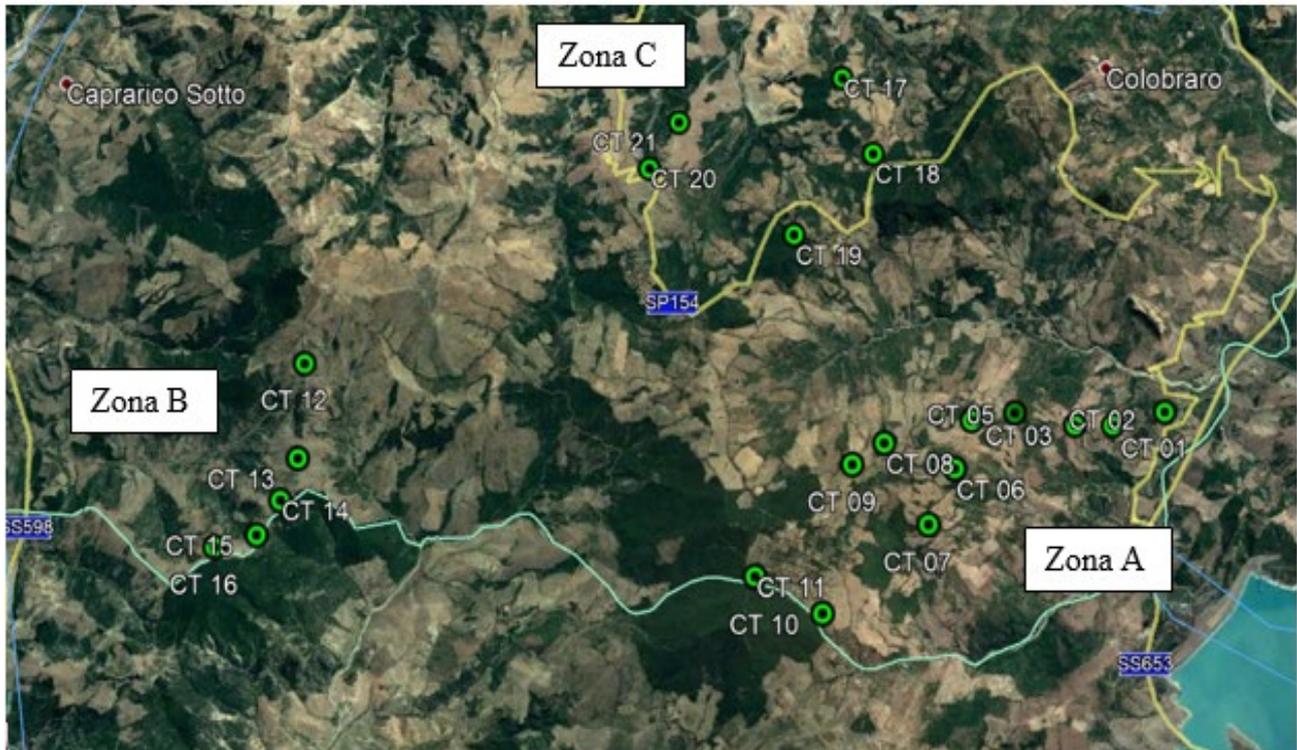


Figura 26: Suddivisione in zone d’impianto e distanze reciproche: Zona A – Zona B: circa 5 km; Zona A – Zona C: circa 3 km; Zona B – Zona C: circa 6 km

Lo studio dell’impatto del parco eolico sul paesaggio ha confrontato anche le dimensioni rispetto allo stato ante-operam e alla percezione visiva rispetto alla line dell’orizzonte dei nuovi elementi introdotti dall’uomo.

A tal fine si è riscontrato che l’area presenta già altri impianti eolici esistenti e, pertanto, l’introduzione di nuovi aerogeneratori nel rispetto delle regole di corretto inserimento funzionale, non introduce un elemento di novità nel paesaggio. Inoltre, la progettazione, al fine di mitigare ulteriormente l’impatto visivo, ha seguito il criterio di mantenere una distanza minima dal punto più alto del crinale pari a circa 100 m in modo tale che lo stesso crinale abbia un effetto di mitigazione dell’impatto visivo.

- Posizionamento degli aerogeneratori ad una distanza minima dal crinale pari a 300 m nella zona più alta dell’impianto pari a circa 700 m;
- Utilizzo di aerogeneratori di potenza pari a 4.57 MW, in grado di garantire un minorconsumo di territorio, sfruttando al meglio la risorsa energetica vento disponibili, nonché una riduzione dell’effetto derivante dall’eccessivo affollamento grazie all’utilizzo di un numero inferiore di macchine, a parità di potenza massima installata, poste ad una distanza maggiore rispetto a quelle esistenti (minimo 450 m);
- Utilizzo di aree già interessate da impianti eolici, fermo restando un incremento quasitrascurabile degli indici di affollamento;

- Localizzazione dell'impianto in modo da non interrompere unità storiche riconosciute;
- Realizzazione di viabilità di progetto con materiali drenanti naturali;
- Interramento dei cavidotti di media e alta tensione;
- Utilizzo di soluzioni cromatiche neutre e di vernici antiriflettenti;
- Assenza di cabine di trasformazione a base torre eolica;
- Utilizzo di torri tubolari e non a traliccio;
- Riduzione al minimo di tutte le costruzioni e le strutture accessorie, limitate alla solastazione utente, ubicata all'interno del parco in una posizione visibile soltanto in prossimità della stessa e opportunamente contornata da nuovi alberi da piantare al fine da minimizzare ulteriormente l'impatto paesaggistico su scala di aria d'impianto.

Nella **Figura 27** viene rappresentato l'impianto eolico con riferimento al PPR della Regione Basilicata con riferimento al D.Lgs. 42/2004 dal quale si evince come l'impianto sia esterno alle aree vincolate ove non è consentita la realizzazione degli impianti eolici ed è compatibile con i buffer richiesti dalla P.I.E.R. della Regione Basilicata.

Piano Paesaggistico Regionale Basilicata (PPRB)

Sistema delle tutele D.Lgs. n°42/2004

Beni culturali (Artt.10 e 45)

beni_monumentali_art_10

Parchi e viali della rimembranza_art10

Parco della Rimembranza

Archeologici_aree art.10

Archeologici-Tratturi-art-10

Beni paesaggistici (artt. 136 e 142)

Immobili ed aree di notevole interesse pubblico art.136

Parchi e viali della rimembranza_art136

Parco della Rimembranza

Aree di notevole interesse pubblico

Aree tutelate per legge-art.142 c.1

Laghi ed invasi beni_paesaggistici_buffer 300 let. b

F. Agri

F. Sinni

Fiumi-torrenti-e-corsi-d-acqua-Buffer-150-m let.c

150

Parchi e riserve let.f.

Parco nazionale del Pollino

Parco nazionale dell'Appennino Lucano - Vald'Agri - Lagonegrese

Riserva naturale Orientata "Bosco Pantano di Policoro"

Riserva naturale Speciale "Calanchi di Montalbano Jonico"

Zone di interesse archeologico ope legis-let.m

tratturi tutelati per decreto

Beni per la delimitazione di ulteriori contesti -art.143

Alberi monumentali

Geositi art-143-c1-let-e-del-DLgs-42-2004

Geologico

Geomorfologico

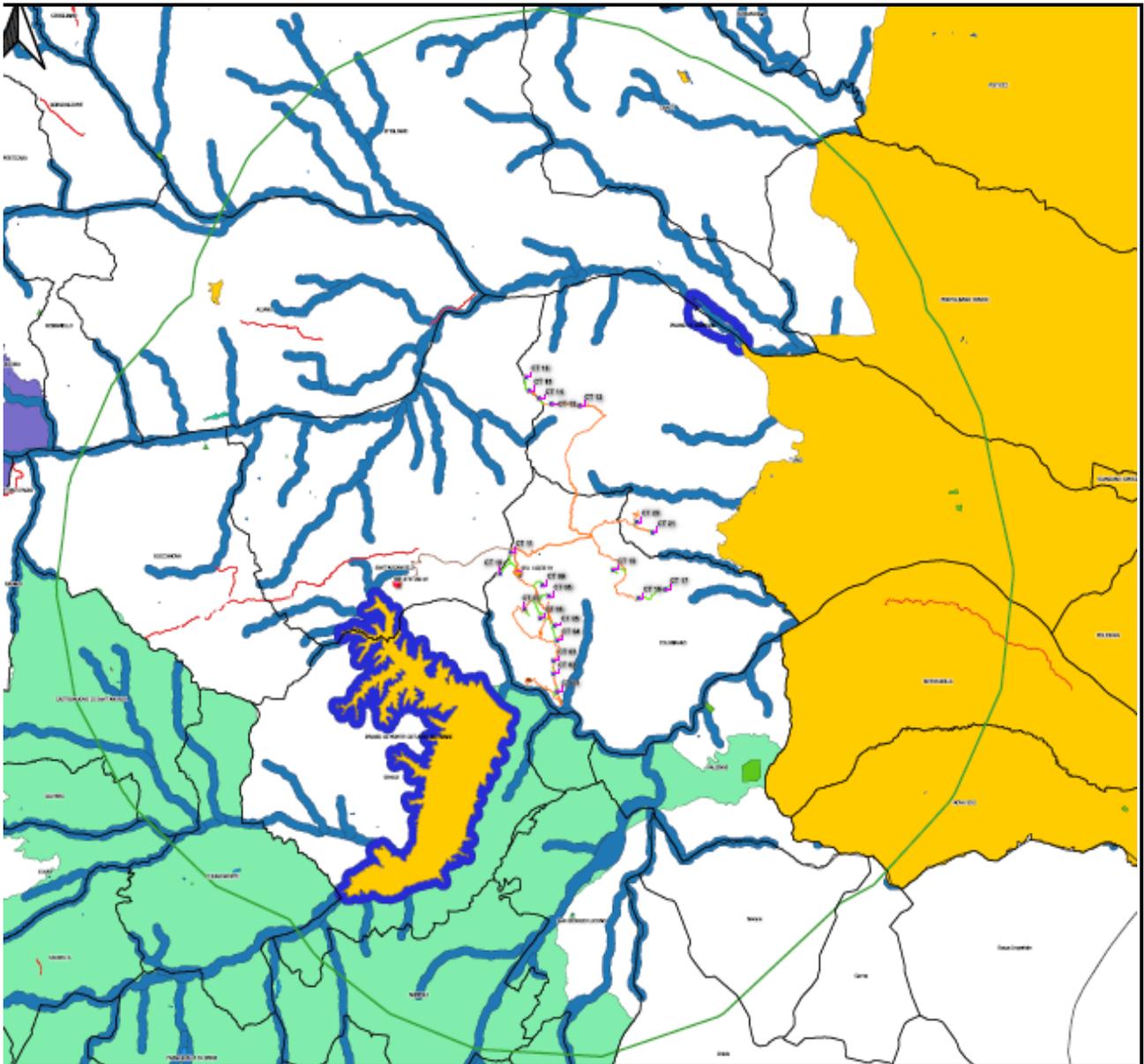


Figura 27: Impianto eolico inserito all'interno della mappa delle aree con vincolo paesaggistico (*fonte PPR Regione Basilicata*)

Come è possibile osservare dalla mappa in **Figura 27**, l'impianto si colloca in aree esterne a quelle vincolate e, come mostrato nella **Figura 28** e **Figura 29**, rispetta la distanza dei 1000 metri (asse turbina eolica) dai beni monumentali presenti all'interno dell'area d'impianto vincolati ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art. 10, la distanza di 150 m e 300 m dai corsi d'acqua e dagli invasi vincolati ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art. 142 let. C.

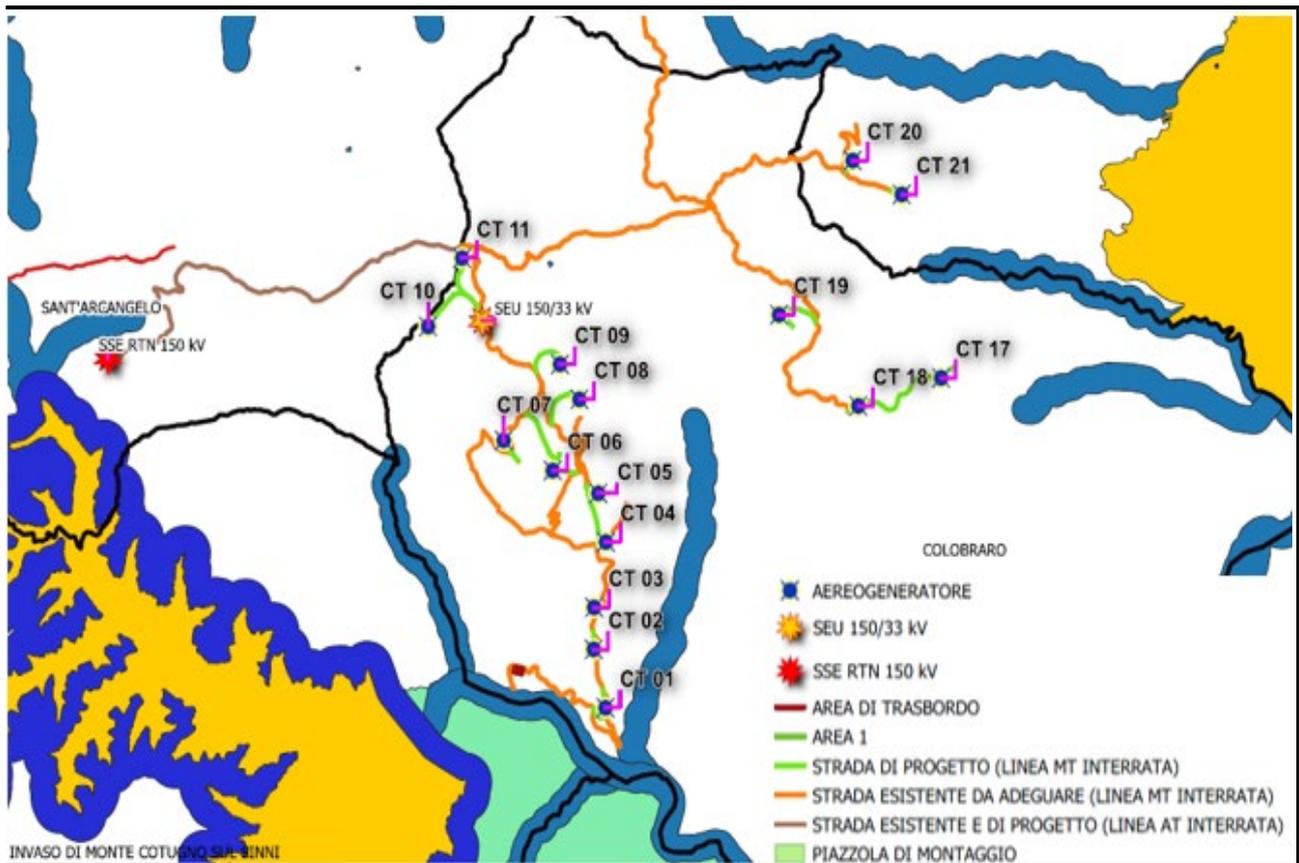


Figura 28: Impianto eolico inserito all'interno della mappa delle aree con vincolo paesaggistico (fonte PPR Regione Basilicata) – *Zoom Zona 1 e Zona 3*

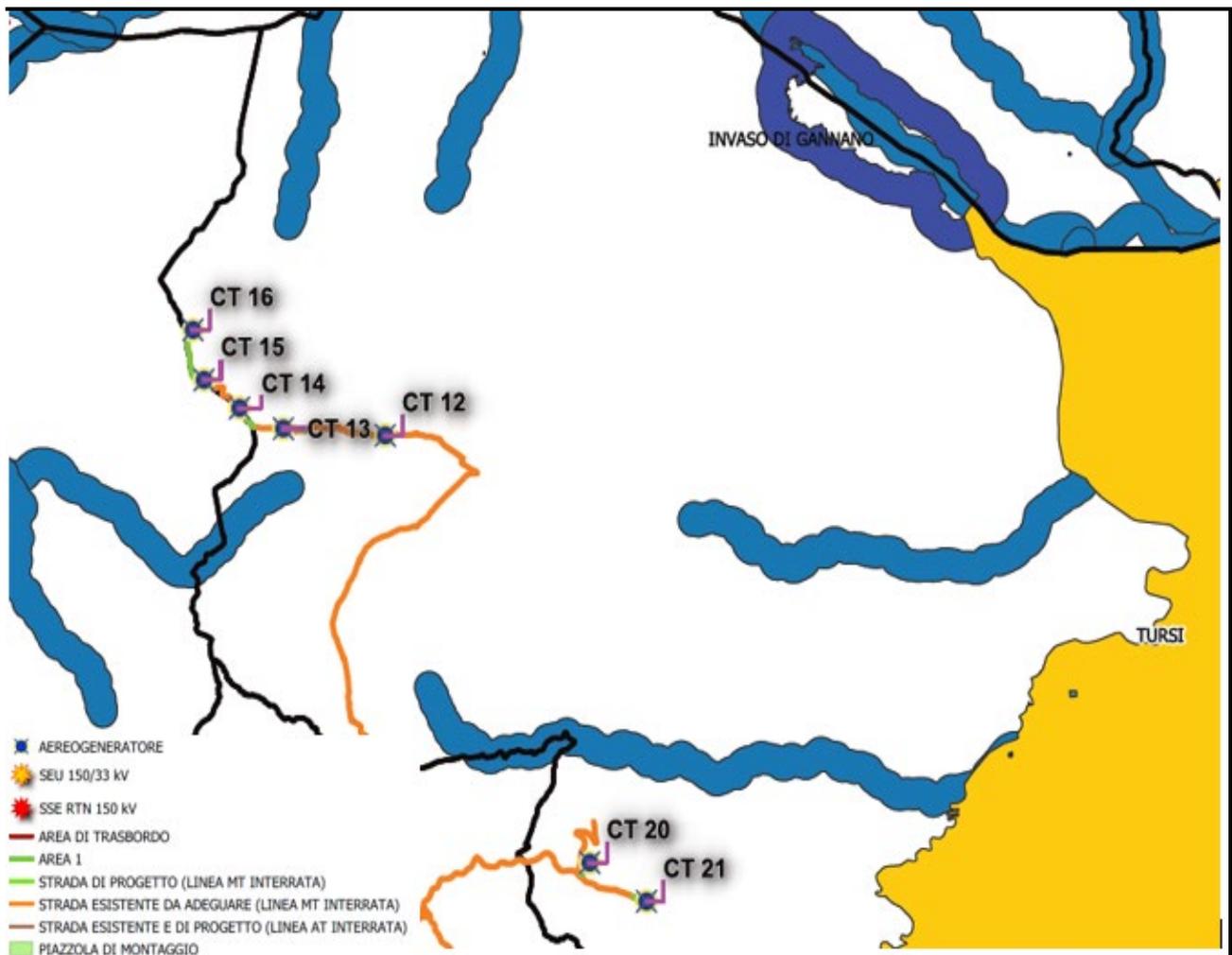


Figura 29: Impianto eolico inserito all'interno della mappa delle aree con vincolo paesaggistico (fonte PPR Regione Basilicata) – Zoom Zona 2

10. 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.

10.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

Settore energetico:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;
- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti

rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;

- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

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 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
- DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
 - Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
 - Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell'11 gennaio 2008
 - Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
 - Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;

- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;

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

Opere civili e sicurezza: Criteri generali:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi").

Opere civili e sicurezza: Zone sismiche:

- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (“Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche”);
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 (“Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche”);
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all’ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.

Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni:

- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 (“Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione” e successive istruzioni).

Opere civili e sicurezza: Norme tecniche:

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

10.2. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

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

- A. istanza al Ministero della Transazione Ecologica 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;

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

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

- Ministero della Transazione Ecologica
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il 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 Colobrarò – Comune di Tursi – Comune di Sant’Arcangelo
 - 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
 - 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-distribuzione S.p.a.