

REGIONE
BASILICATA



COMUNE DI GENZANO DI LUCANIA (PZ)



Provincia
Potenza



**PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 10 AEROGENERATORI E
DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

**STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE-
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

ELABORATO

A.17.1.2

PROPONENTE:

BLUE STONE
renewable V

Via Vincenzo Bellini 22
00198 Roma Italia
P.I. 15305051007



PROGETTO E SIA:



Via delle Revisenze, 45 - 70125 Bari - tel. 080 5219946 - fax. 080 2020986

Il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio Tricarico



CONSULENZA:

EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	DIC 2020	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo

Progetto	<i>PROGETTO</i>				
Regione	<i>Basilicata</i>				
Comune	<i>GENZANO DI LUCANIA</i>				
Proponente	<i>BLUE STONE RENEWABLE V S.R.L. Sede Legale Via V. Bellini, 22 00198 ROMA</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via della Resistenza 48 70125 Bari (BA)</i>				
Documento	<i>Studio di Impatto Ambientale – Quadro di Riferimento Progettuale</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Dicembre 2020</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri</i>	Verificato	<i>A.A.</i>	Approvato	<i>O.T.</i>

Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Bernardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis Dott. Naturalista Maria Grazia Fracalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico				
Verificato:	Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)				
Approvato:	Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)				

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di BLUE STONE RENEWABLE V S.R.L., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.



Indice

1. PREMESSE	3
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	5
3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ	9
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	13
4.1. TIPOLOGIA AEROGENERATORE	14
4.2. FONDAZIONE AEROGENERATORE	16
4.3. PIAZZOLE AEROGENERATORI	20
4.4. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	21
4.5. CAVIDOTTI	22
4.6. SOLUZIONE DI CONNESSIONE	23
4.7. SOTTOSTAZIONE UTENTE DI CONNESSIONE ALLA RTN	24
5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO	25
6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI	27
7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	31
8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA	34
8.1. GENERALITÀ	34
8.2. CONSIDERAZIONI ECONOMICO-SOCIALI	34
8.3. SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	36
9. ANALISI DELLE ALTERNATIVE	47



1. PREMESSE

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello **Studio Preliminare Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 come modificato ed integrato dal D.Lgs 104/2017, e della Legge Regionale 14 dicembre 1998 n. 47 della Regione Basilicata, "Disciplina della Valutazione di Impatto Ambientale e norme per la Tutela dell'Ambiente" modificata e integrata dalla DGR n. 46 del 22 gennaio 2019, relativamente al progetto di un **parco eolico di potenza complessiva pari a 45 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzare in località Cerreto nel comune di Genzano di Lucania (Provincia di Potenza, in Regione Basilicata).**

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 10 aerogeneratori della potenza di 4,5 MW** (denominati "WTG 1-10") e delle rispettive piazzole di collegamento;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la cabina di raccolta MT e tra la cabina MT e la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- **stazione elettrica** di trasformazione 150/30kV dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (punto di consegna previsto nell'ampliamento della Stazione Elettrica di trasformazione 150/380 kV di proprietà Terna S.p.A.) ubicata nel **Comune di Genzano di Lucania (PZ)**, in loc. "Gambarda", Fg. 18 p.lla 154-155;
- nuova viabilità di progetto (o la ristrutturazione di quella esistente).

La società proponente è la **BLUE STONE RENEWABLE V S.r.l.**, con sede legale in via V. Bellini n.22 – 00198 Roma (ITA).

Tale opera si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- *promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;*
- *promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;*
- *concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;*



- *favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.*



2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il parco eolico ricade nel territorio comunale di Genzano di Lucania, in provincia di Potenza, Basilicata.

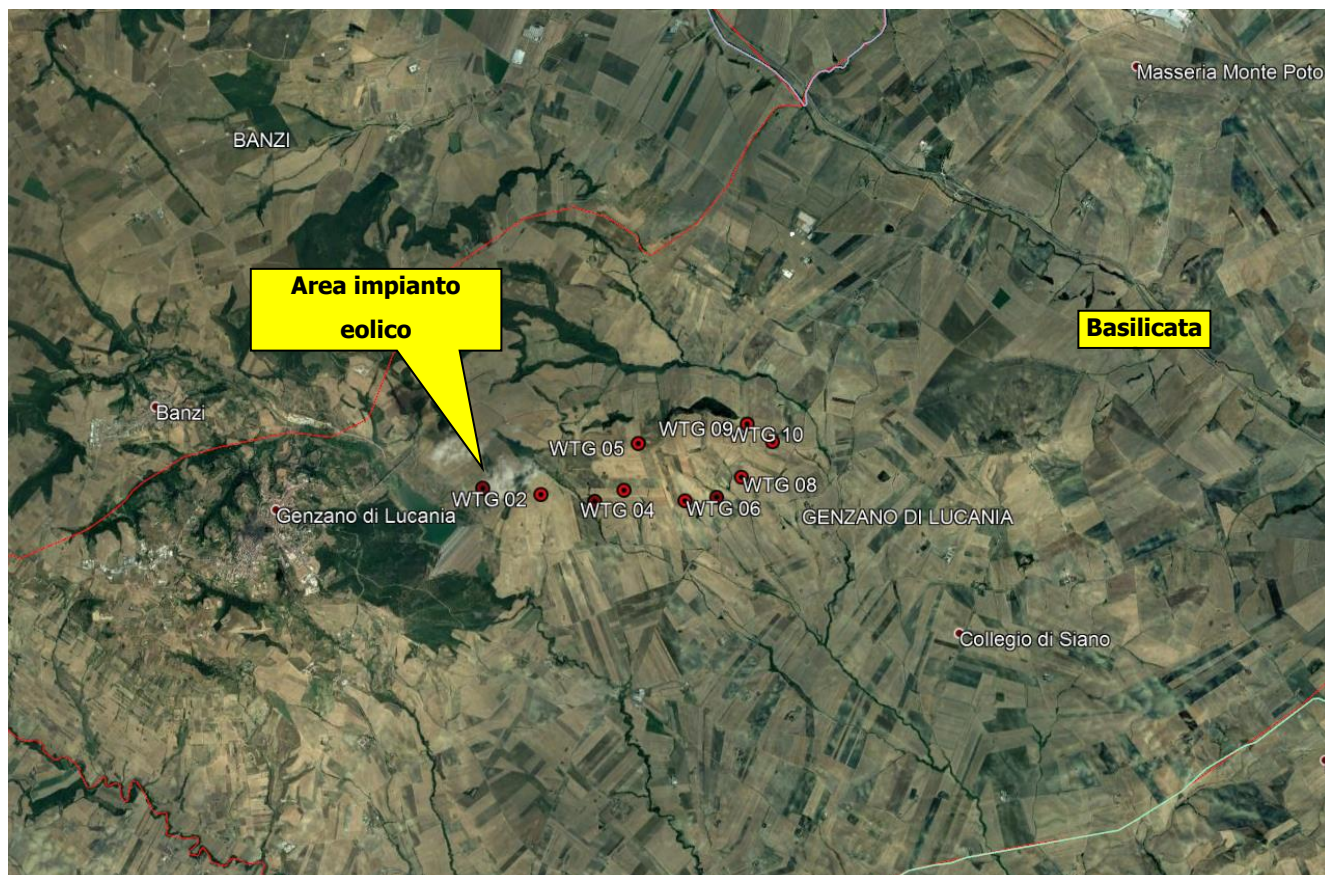


Figura 2-1: Inquadramento intervento di area vasta

Il sito di intervento è situato nell'area a est del centro abitato di Genzano di Lucania, a circa 5,3 km, mentre dista circa 7,5 km da centro abitato del comune di Banzi.

È raggiungibile direttamente dalla SS 655 Bradanica, uscendo all'altezza dell'innesto con la SP 128 e imboccando la SP Pilella Santo Spirito in direzione sud-ovest fino a raggiungere la SP 74 Monteserico.

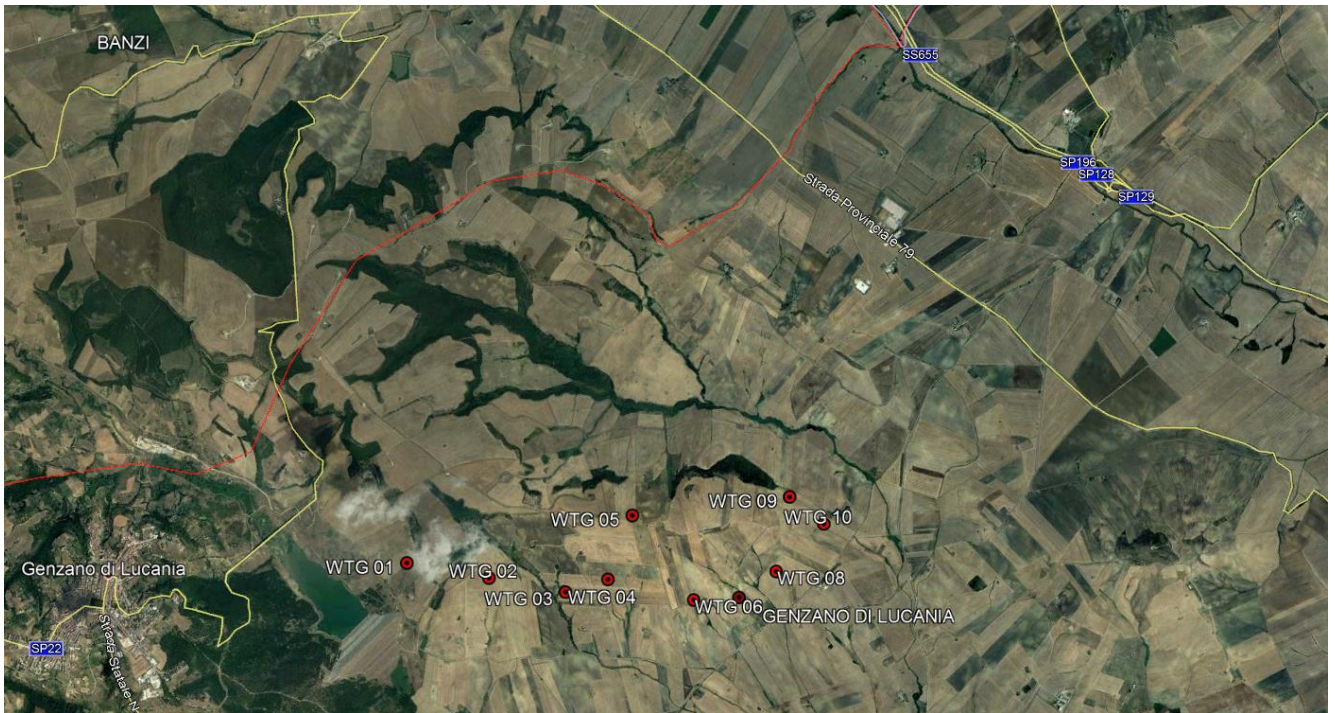


Figura 2-2: Inquadramento intervento di area vasta

Nelle immagini seguenti sono riportate gli inquadramenti di dettaglio del layout su base CTR e ortofoto.

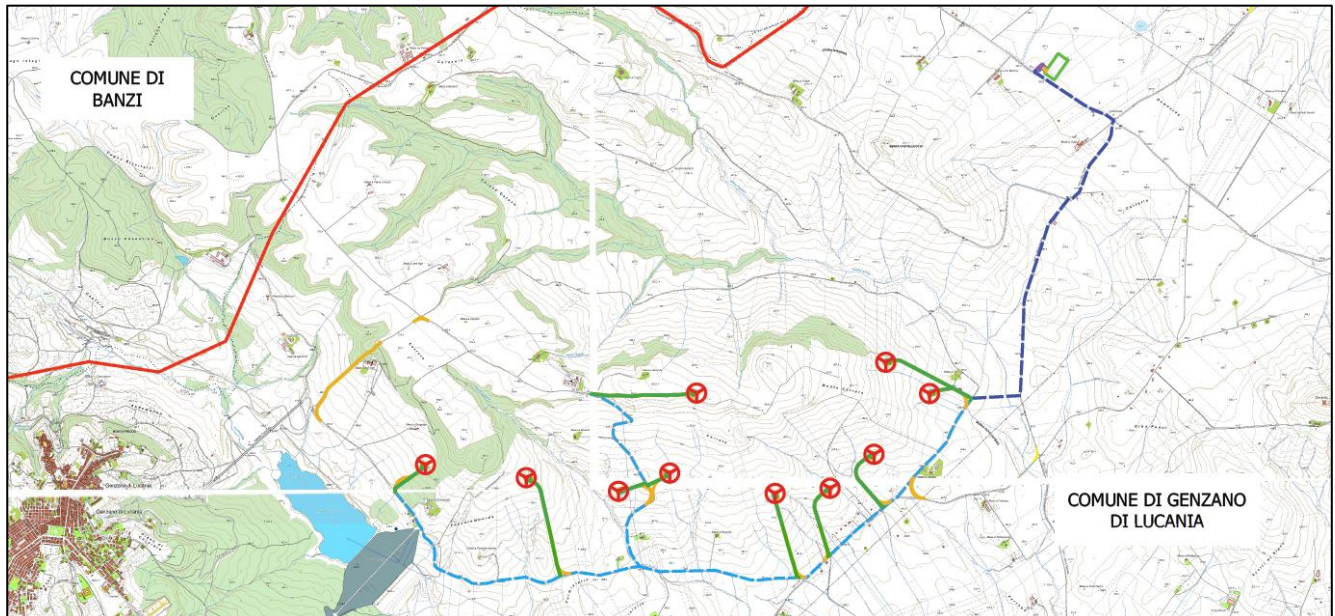


Figura 2-3: Area di intervento su base CTR

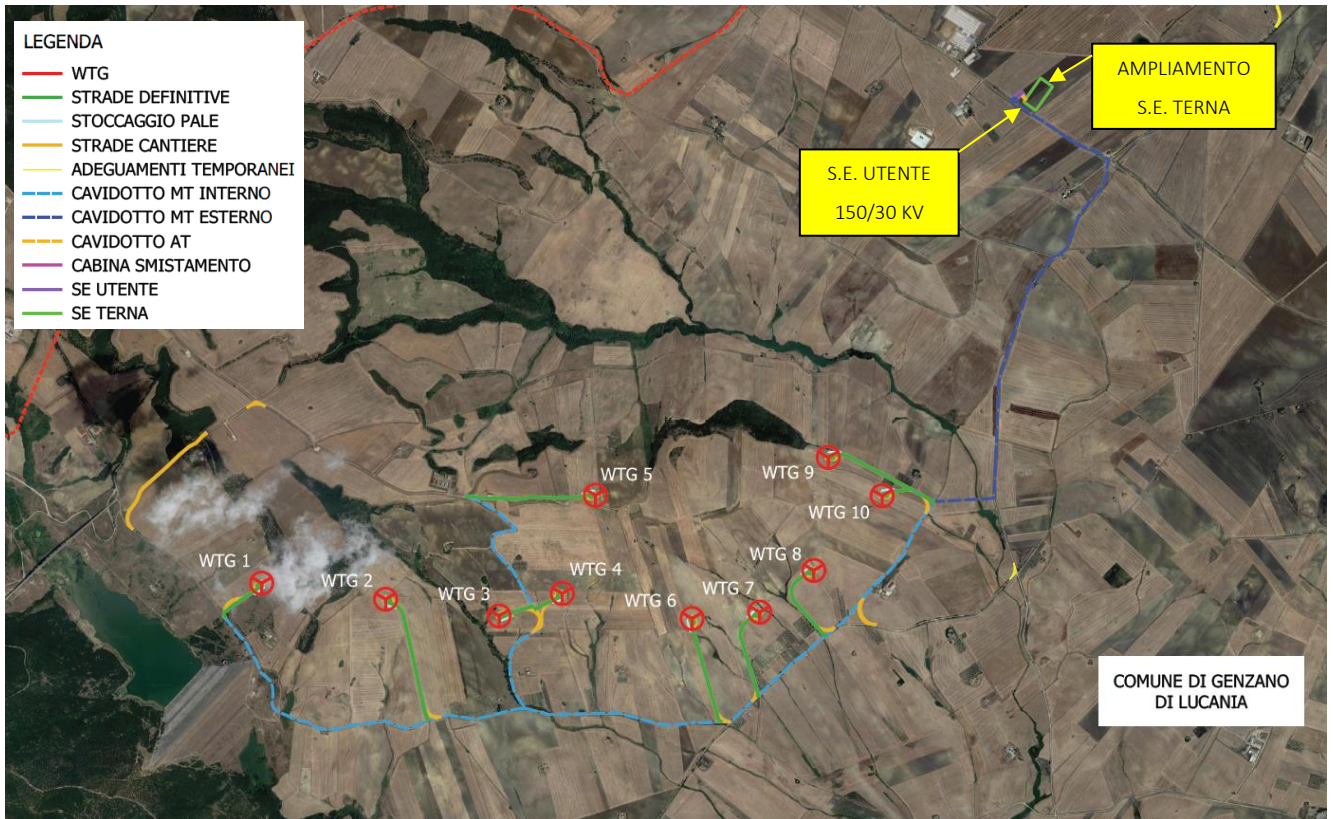


Figura 2-4: Area di intervento: dettaglio layout di progetto su ortofoto

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

ID TURBINA	UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)
WTG01	589867 m E	4522762 m N
WTG02	590672m E	4522658 m N
WTG03	591409 m E	4522549 m N
WTG04	591819 m E	4522695 m N
WTG05	592034 m E	4523332 m N
WTG06	592661 m E	4522533 m N
WTG07	593101 m E	4522574 m N
WTG08	593452 m E	4522845 m N

WTG09	593546 m E	4523578 m N
WTG10	593929m E	44523334 m N

Per quanto concerne le inter-distanze tra le turbine in metri, dall'elaborato A.16.b.1.2 tutte le posizioni delle WTG hanno una distanza di almeno 3 diametri di rotore tra loro (distanza minima 435 m).

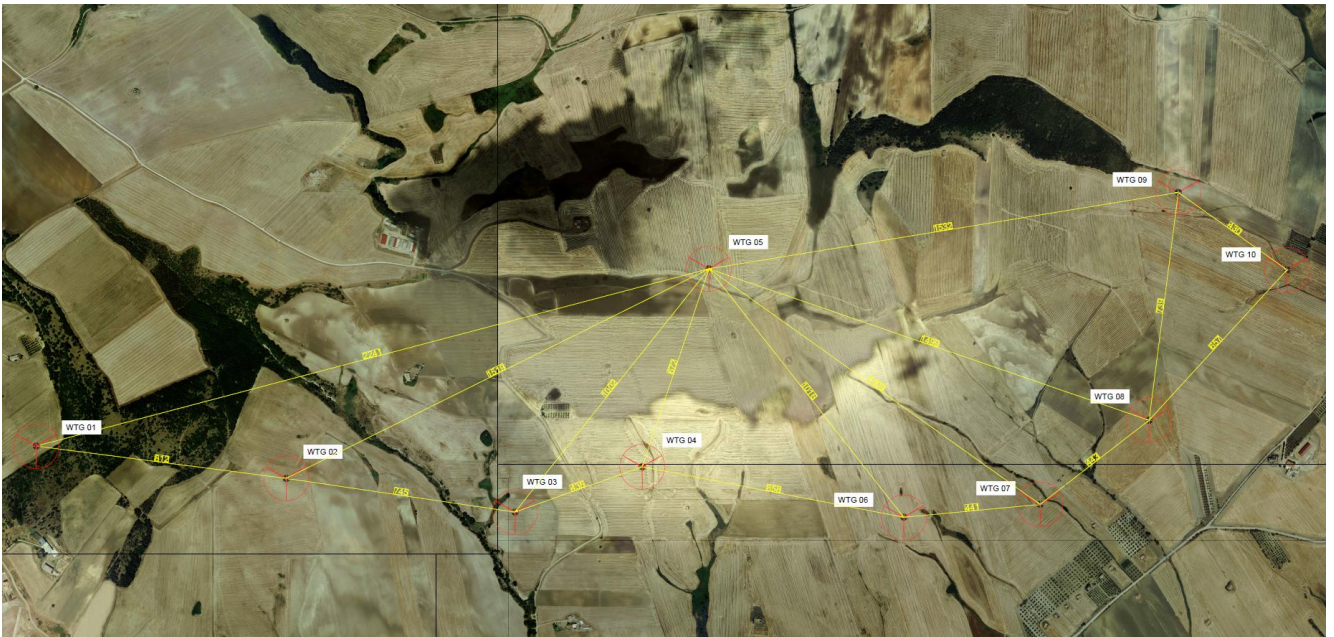


Figura 2-5: Estratto tavola A.16.b.1.2 Planimetria con distanze aerogeneratori

3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dello studio del potenziale eolico e della producibilità; per i dettagli si rimanda alla Relazione Specialistica Studio Anemologico.

- L'attività svolta nell'ambito dello studio anemologico è consistita in:
- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili;
- Valutazione della ventosità di lungo periodo;
- Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità;
- Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP;
- Valutazioni della produzione annua di lungo periodo attesa dall'impianto lorda ed al netto delle perdite stimate ($P_{50\%}$);
- Verifica del rispetto dei requisiti minimi anemologici e di producibilità, richiesti dalla normativa regionale.

Per la caratterizzazione dei dati relativi alla risorsa eolica disponibile in sito, sono stati utilizzati i dati del database di rianalisi di MERRA-2.

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 20 anni di dati provenienti dal database MERRA-2 ad altezze di 2, 10 e 50 m.

Il punto di riferimento utilizzato per ottenere i dati di velocità e direzione del vento è di seguito descritto ed identificato:

Coordinate: 591998.39 E, 4523203.26 m N Huso 33T

Altezza al livello del mare: 560 m

Periodo download dati: 01/01/2000 - 01/01/2020

Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	50 m



Temperatura	2 m
Temperatura	10 m
Pressione (m s.l.m.)	0 m

Tabella 1 – Dati di misurazione.

Prima di procedere con la modellazione dei dati del vento disponibili, è stata effettuata un'operazione di verifica dei dati stessi al fine di renderli omogenei e affidabili: sono stati infatti rimossi i dati delle ombre e i dati non validi. Questo lavoro di pulizia dei dati è stato effettuato mediante ispezione visiva e grafica dei dati di vento disponibili utilizzando il software Furov.

Ai fini della modellazione, il fattore esponenziale medio della legge di potenza è stato calcolato per ogni ora e per ogni direzione.

Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2000	01/01/2020	145	4,5	0,127

Tabella 2 – Wind Shear - Profilo verticale.

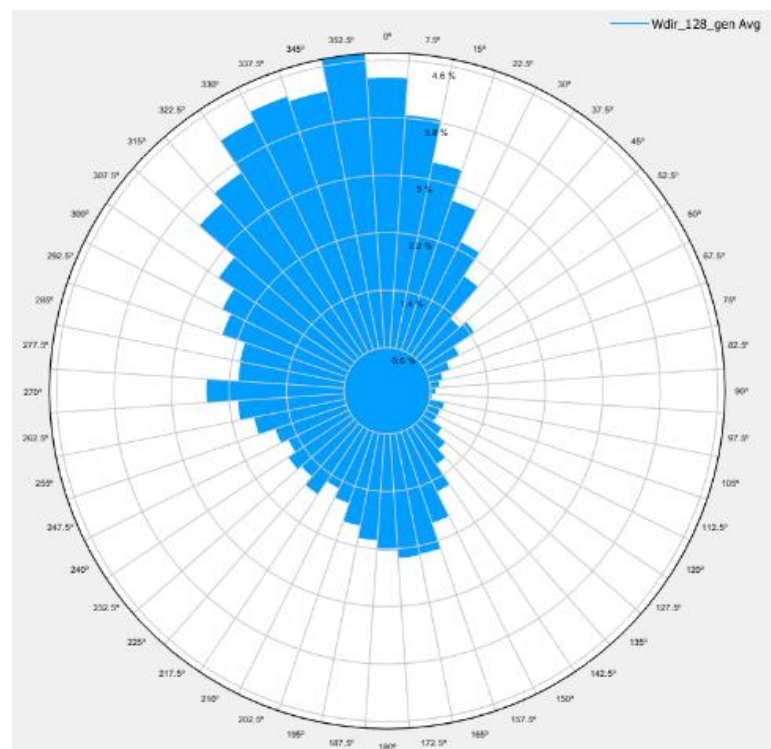


Figura 3-1: Rosa dei venti del progetto CE GENZANO.



La direzione del vento nel sito mostra chiaramente una direzione del vento predominante da nord-ovest, sia in frequenza che in energia. Questo può essere mostrato nella figura seguente:

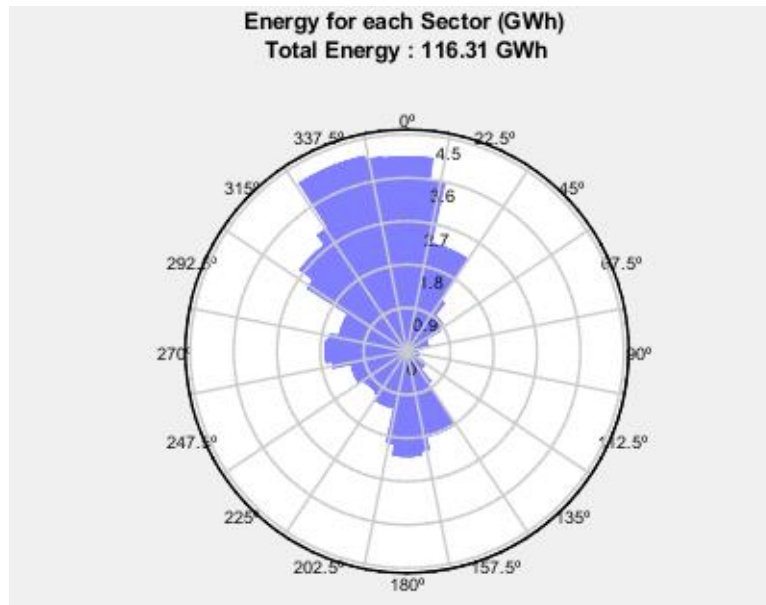


Figura 3-2: Rosa dei venti di produzione eolica del progetto CE GENZANO.

Dall'elaborazione dei dati ottenuti è stato possibile determinare la produzione energetica dell'impianto.

Nella tabella che segue sono riportate la potenza totale delle turbine installate, l'energia annua (MWh), il fattore impianto (%) e le ore equivalenti del parco eolico CE GENZANO.

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G145 4,5 MW	10	45	101.559,40	33,58	2.943,75

Tabella 3 – Producibilità della risorsa eolica del progetto CE GENZANO.

Infine sono sintetizzati i valori delle principali perdite sopramenzionate per il parco eolico CE GENZANO.

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	14
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
TOTALE (%)	3,7257
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Linea di trasmissione (%)	0,25
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
TOTALE (%)	3,99099
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	
Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,1
Taglio del vento (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1979
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1

Tabella 4 – Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE GENZANO.

Considerando le perdite sopra stimate si è determinato che l'energia annua generata dalle 10 turbine eoliche Gamesa G145 da 4,5 MW sarà di **101.559,4 MWh/anno**.

Noti i parametri caratteristici in termini di producibilità dell'impianto, è stata condotta una verifica dei requisiti minimi del PIEAR della Regione Basilicata che come è possibile riscontrare nello *Studio anemologico* **ha dato esito positivo, pertanto il sito è idoneo alla installazione dell'impianto in oggetto.**



4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

L'impianto è composto da 10 macchine con potenza unitaria di 4.5 MW, per una potenza complessiva pari a 45 MW.

Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- N° 10 Aerogeneratori tripala, di potenza unitaria pari a 4.5 MW, altezza mozzo 127.5 m, diametro rotore 145 m;
- Vani tecnici di trasformazione interni alle torri;
- Quadri elettrici MT;
- Cabina di raccolta MT;
- Sottostazione di trasformazione utente.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

Opere Civili:

- Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito
- Realizzazione dei cavidotti;
- Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;
- Posa in opera della cabina MT prefabbricata, posa in opera della sottostazione utente completa di basamenti e cunicoli per le apparecchiature elettromeccaniche.

Opere impiantistiche:

- Installazione degli aerogeneratori;
- Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la sottostazione dell'energia elettrica prodotta;



- Esecuzione del collegamento tra sottostazione utente e stazione RTN;
- Esecuzione sottostazione utente.

4.1. Tipologia aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. Si riportano qui di seguito le caratteristiche tecniche massime previste per l'aerogeneratore tipo:

Potenza nominale	<i>4.5 MW</i>
Numero di pale	<i>3</i>
Diametro rotore	<i>145 m</i>
Altezza del mozzo	<i>127.5 m</i>
Velocità del vento di cut-in	<i>3 m/s</i>
Velocità del vento di cut-out	<i>27 m/s</i>
Velocità del vento nominale	<i>10.7 m/s</i>
Generatore	<i>Asincrono</i>
Tensione	<i>690 V</i>

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV/690 V, al fine di consentire il trasporto dell'energia verso la sottostazione utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.



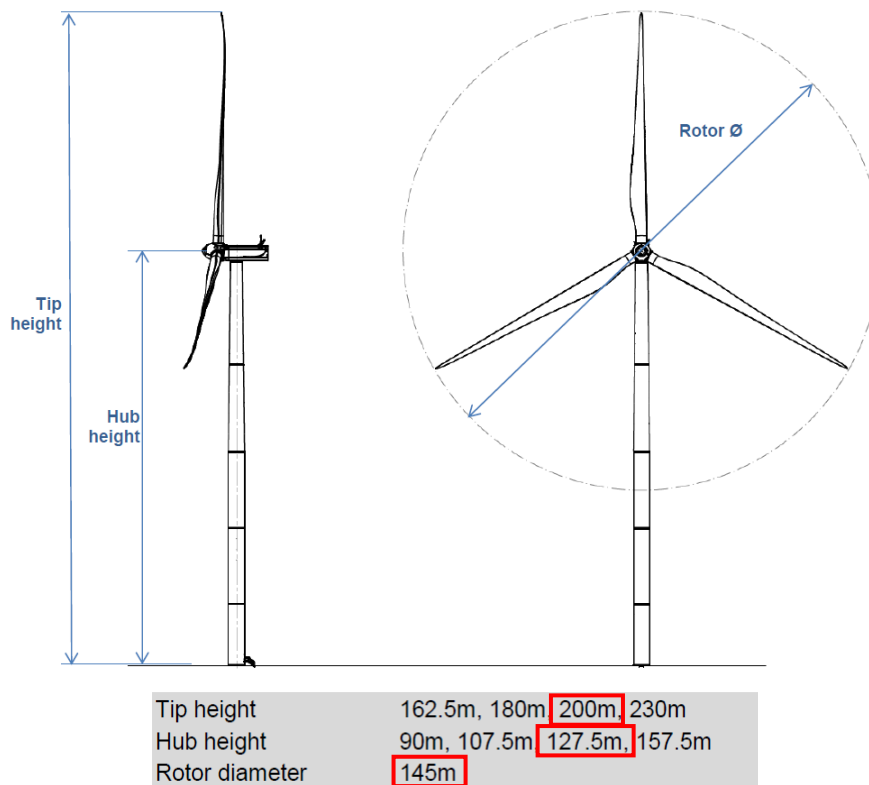


Figura 4-1: Struttura aerogeneratore

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico A.16.b.8.

Per effettuare le operazioni di montaggio, l'aerogeneratore si trasporta a piè d'opera suddiviso generalmente nei seguenti pezzi:

- 5 sezioni della torre;
- la navicella completa;
- il set dei cavi di potenza;
- il mozzo pale ed ogiva;
- l'unità di controllo;
- gli accessori (cavi di sicurezza, bulloni di assemblaggio, anemometri etc.).

Le sezioni della torre vengono appoggiate sulla piazzola insieme alla navicella. Ad un lato della piazzola è assemblato il rotore: le tre pale vengono calettate sul mozzo e viene montata l'ogiva mediante gru.

Una seconda gru del peso di 300 tonnellate viene poi posizionata a circa 15 m dal centro torre, mentre la gru da 30 t è posta in prossimità della piazzola. terminate le operazioni precedenti, si procede al sollevamento con la sequenza di seguito riportata:

si colloca l'unità di controllo sugli appoggi disposti sulla fondazione, il primo concio di torre viene sollevato e collegato al concio di fondazione annegato nel calcestruzzo;

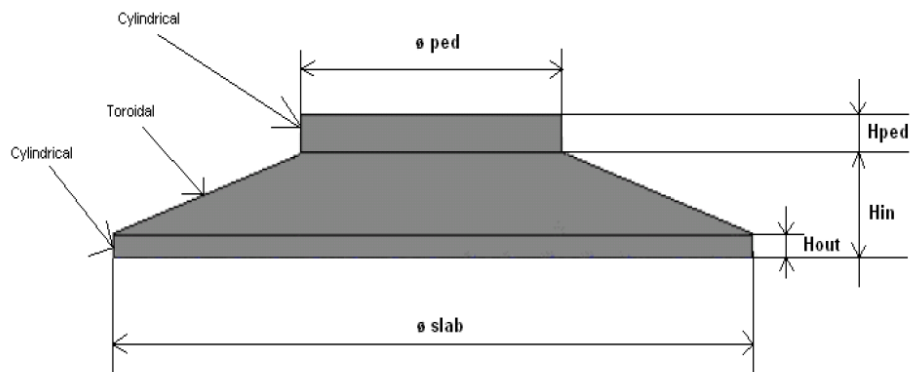
- il secondo concio è sollevato ed unito al primo concio e così via;
- si eleva la navicella e si collega alla torre;
- si solleva il rotore già montato e si collega alla navicella;
- si connette il meccanismo di regolazione del passo delle pale;
- si procede al posizionamento dei cavi della navicella dalla parte interna della torre, per la connessione successiva con l'unità di controllo;
- si connettono cavi di potenza e di controllo, lasciando l'aerogeneratore predisposto per la connessione alla rete.

4.2. Fondazione aerogeneratore

Sulla base dello Studio Geologico, le caratteristiche fisico - meccaniche generali della formazione interessata dall'installazione risultano essere da discrete a buone, con conseguente esito positivo relativamente alla stabilità dell'opera.

La fondazione prevista per le turbine in progetto è in calcestruzzo armato, con pianta di forma circolare di diametro $D_e = 24,50$ m, a spessore variabile da un minimo di 0.5 mt, sul bordo esterno, ad un massimo di 3mt in corrispondenza della zona centrale di attacco della parte in elevazione della torre.





FOUNDATION GEOMETRY	
ϕ_{slab} = Slab diameter [m]	20.80
Hout= Outer edge height [m]	0.50
Hin= Inner edge height [m]	3.0
ϕ_{ped} = Pedestal diameter [m]	5.50
Hped= Pedestal height [m]	0.50

Figura 4-2: Sezione tipo del plinto fondazione

La base della torre è solidarizzata alla struttura fondale mediante un sistema di tirafondi (anchor cages) pre-tesi ed annegati nel getto del plinto di fondazione.

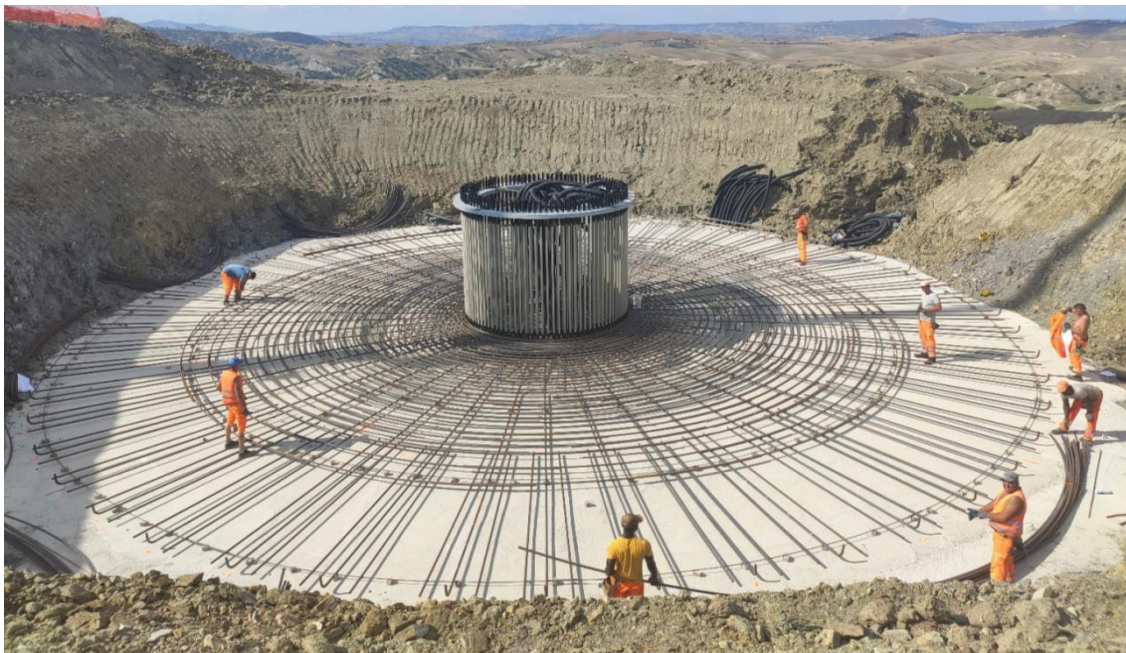


Figura 4-3: immagine tipo posa anchor cages



Figura 4-4: immagine tipo armature plinto

La fondazione è stata modellata con elementi finiti tipo "shell-thick" vincolati su suolo elastico alla Winkler e bloccati in modo isostatico contro le labilità di piano. La costante di sottofondo k (di Winkler) è stata calcolata come riportato in allegato A.11 Relazione preliminare sulle strutture.

Il terreno è considerato col modello alla Winkler – molle non reagenti a trazione, pertanto le verifiche condotte sono di tipo non lineare.

I carichi provenienti dalla struttura in elevazione (F_z , F_x , F_y , M_z , M_x , M_y) vengono applicati ad un nodo centrale posto ad una quota superiore rispetto al piano medio della piastra; questo nodo è collegato, attraverso una serie di elementi rigidi, alla corona di nodi (indicati con C nella figura seguente) cui corrisponde l'attacco della torre alla fondazione.

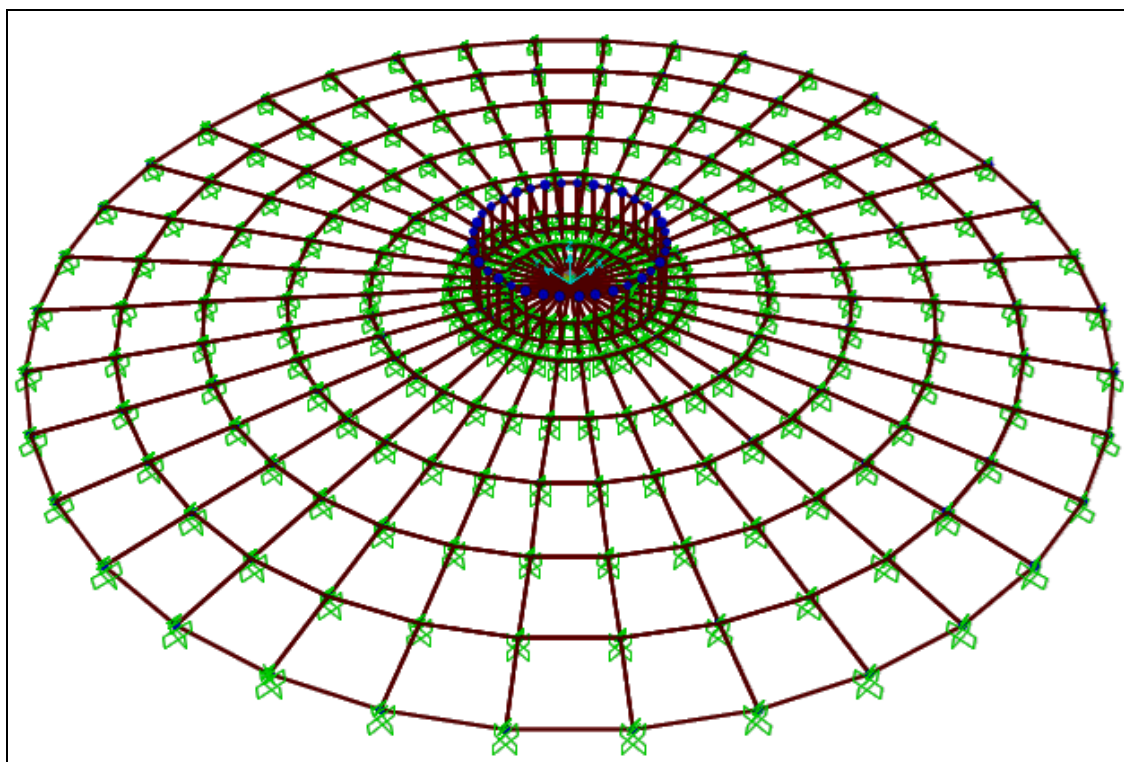


Figura 4-5: Modello di calcolo a elementi finiti

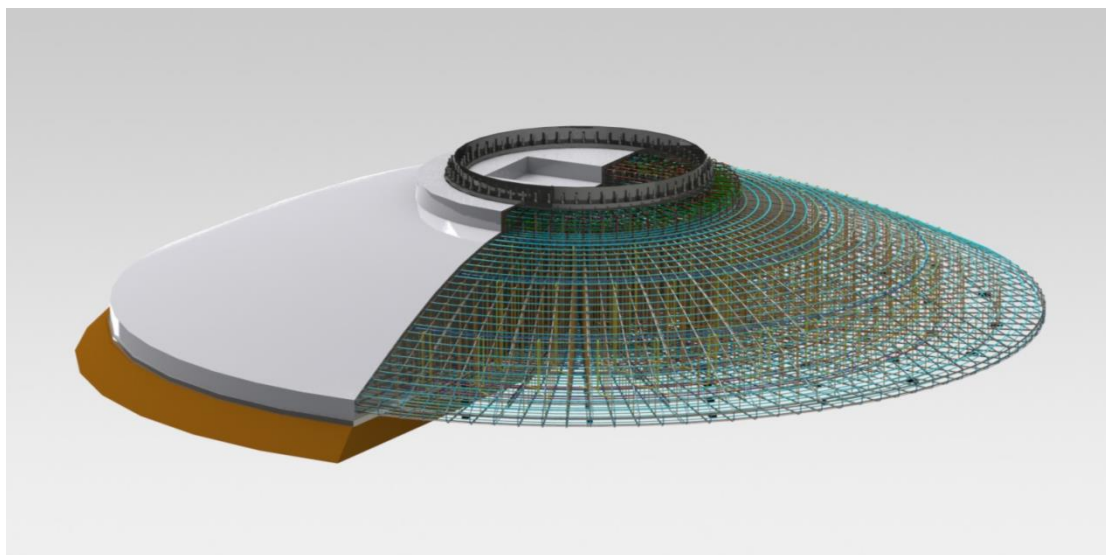


Figura 4-6: Vista render del modello

Si rimanda alla Relazione preliminare delle strutture per i dettagli.

Nella fondazione, oltre al sistema di ancoraggio della torre, saranno posizionate le tubazioni passacavo in PVC corrugato, nonché gli idonei collegamenti alla rete di terra.

Le opere di fondazione delle torri saranno completamente interrato e ricoperte da vegetazione e, laddove necessario, sarà predisposto un sistema di regimentazione delle acque meteoriche cadute sui piazzali.

4.3. Piazzole aerogeneratori

La postazione di macchina, al pari della viabilità, è stata progettata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui viene inserita.

Le piazzole di montaggio, da installarsi in aree non pianeggianti, verranno realizzate con piani di posa adattati alle pendenze del terreno di ciascuna piazzola con l'obiettivo di minimizzare i movimenti terra (sterri e rilevati) necessari per la realizzazione delle stesse.

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei 10 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e assemblaggio in una fase). Per maggiori dettagli relativi all'architettura della piazzola, sia quella di montaggio che quella definitiva si rimanda all'Elaborato Grafico.

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono dell'ordine dei 3500 m² complessivi, e suddivisi in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2 kg/cm² e zone a 3 kg/cm², caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

Al termine dei lavori, saranno rimosse le piazzole di montaggio e mantenute solo quelle di tipo definitivo, finalizzate a garantire la gestione e manutenzione dell'impianto durante la vita utile.



Al termine della vita operativa dell'impianto, tutte le piazzole degli aerogeneratori saranno rimosse e le aree ripristinate allo stato vegetale originario.

Nella immagine seguente è riportata la piazzola tipo.

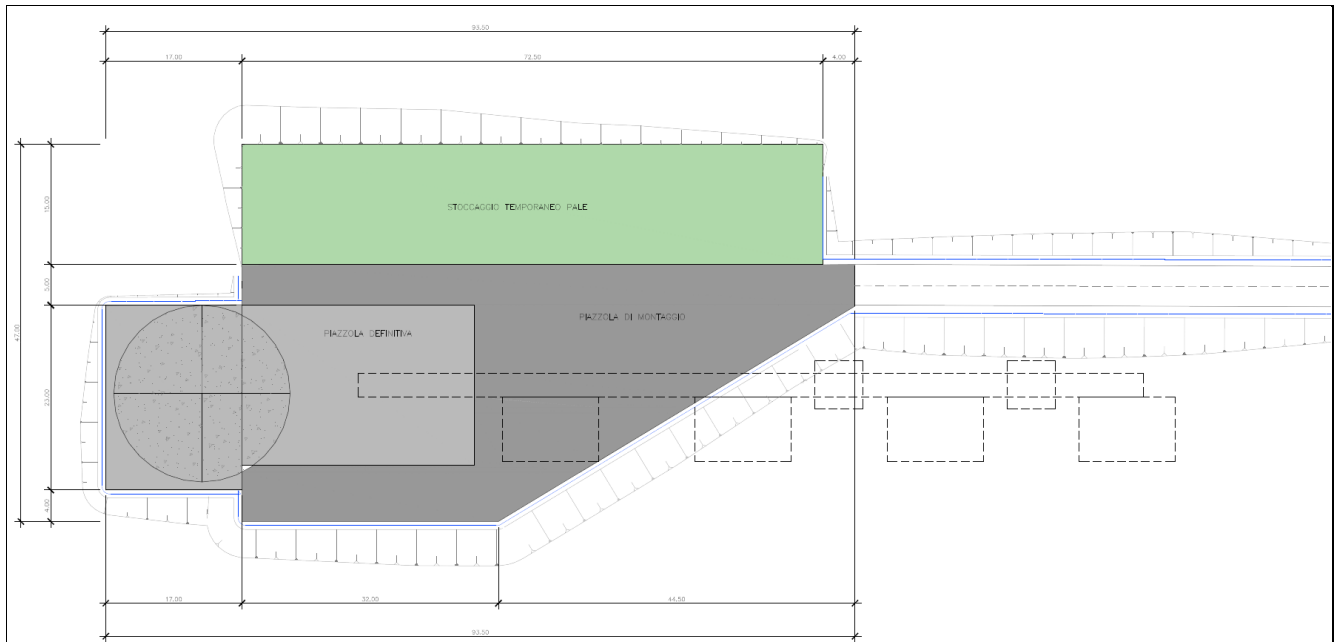


Figura 4-7: Piazzola tipo e viabilità di accesso

4.4. Strade di accesso e viabilità di servizio

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale. La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori.

Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilineo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Il sito è raggiungibile mediante strade pubbliche di natura provinciale e statale, quali la SS 655, la SP 74, oltre che attraverso strade locali, come rappresentato nell'Elaborato Grafico di riferimento.

L'attuale ipotesi di ubicazione degli aerogeneratori tiene quindi in debito conto sia delle strade principali di accesso, che delle strade secondarie.

Ove necessario saranno previsti adeguamenti del fondo stradale e/o allargamenti temporanei della sede stradale della viabilità esistente, per tutto il tratto che conduce all'impianto.

In corrispondenza dell'accesso dalla SP e in tutti i tratti di accesso alle turbine, sono stati previsti dei raccordi con lo scopo di rendere il raggio di curvatura idoneo all'accesso dei mezzi eccezionali.

Nello specifico, viene indicata la viabilità interna alla zona d'impianto, suddivisa in nuova viabilità e viabilità da ammodernare.

Per maggiori dettagli in merito al tracciato della viabilità e all'individuazione dei differenti tratti interessati da ammodernamento, così come la localizzazione di eventuali attività di raccordo previsti, si rimanda all'Elaborato Grafico di riferimento.

In merito alle sezioni stradali si precisa che, alla luce dei sopralluoghi effettuati in sito si conferma l'idoneità delle sezioni tipo della viabilità stradale, applicabili a tutta la viabilità interna.

4.5. Cavidotti

L'intervento è previsto nel territorio dei Genzano di Lucania (PZ) e la sottostazione utente è stata progettata nel territorio comunale di Genzano di Lucania. Nell'individuazione del tracciato del cavidotto di connessione alla soluzione individuata dal Preventivo di connessione, si è cercato di impiegare il medesimo tracciato della viabilità interna per quanto concerne la connessione tra le turbine. Per il tratto di cavidotto di collegamento tra l'impianto e la SE è stato ipotizzato di seguire la viabilità pubblica, evitare centri abitati e minimizzare l'occupazione di nuovi terreni non interessati da altre opere riguardanti l'impianto.

La distanza tra la sottostazione utente ed gli aerogeneratori del parco eolico varia da 2.6 km a 5.8 km, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e la cabina di raccolta dalla quale partirà il cavidotto esterno fino alla sottostazione utente, costituito da 4 linee MT. Saranno poi presenti i cavidotti di connessione MT tra le WTG, anch'essi riportati nell'elaborato grafico di riferimento.



Per ottimizzare le opere di scavo e l'occupazione, è stato infatti ipotizzato di impiegare un unico scavo condiviso da più linee fino al punto di connessione, pertanto i cavidotti saranno caratterizzati da un diverso numero di terne a seconda del tratto considerato.

Sono stati inoltre previsti degli attraversamenti sia di tipo "TOC" che di tipo "a staffaggio" in corrispondenza di corsi d'acqua. L'attraversamento di tipo TOC è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo.

Si riporta di seguito un particolare del cavidotto in TOC e del cavidotto con staffaggio dei cavi.

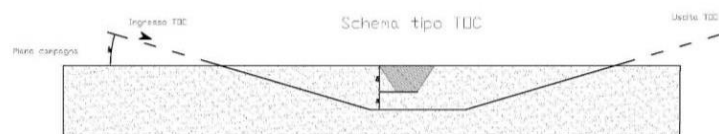


Figura 4-8: Schema tipo attraversamento con TOC

Particolare staffaggio cavi

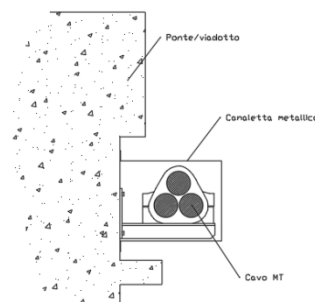


Figura 4-9: Schema tipo attraversamento con staffaggio all'impalcato

4.6. Soluzione di connessione

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 201900393, prevede il collegamento in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Genzano".

Per l'allacciamento dell'impianto sarà, quindi, prevista la costruzione di una sottostazione elettrica di trasformazione dell'energia prodotta dal parco eolico (SE di utenza) alla quale convergeranno i cavi di potenza e controllo provenienti dal parco eolico.

Il cavo AT 150kV in uscita dalla sottostazione utente verrà collegato al sistema di sbarre a 150kV del futuro ampliamento della stazione Elettrica di Trasformazione SE della RTN a 380/150 kV.



4.7. Sottostazione utente di connessione alla RTN

All'interno dell'area della sottostazione AT/MT sarà realizzato un edificio atto a contenere le apparecchiature di potenza e controllo relative alla sottostazione stessa; saranno previsti i seguenti locali:

- Locale quadri di controllo e di distribuzione per l'alimentazione dei servizi ausiliari– sala BT;
- Locale contenente il quadro di Media Tensione;
- Locale quadro misure AT, con accesso garantito sia dall'interno che dall'esterno della SSE – sala MIS;
- Locale contenente il gruppo elettrogeno per l'alimentazione dei servizi ausiliari in situazione di emergenza – sala GE;
- Locale contenente i quadri di comando e controllo del parco eolico.

La sottostazione di trasformazione AT/MT sarà opportunamente recintata e sarà previsto un ingresso carraio collegato al sistema viario più prossimo.



5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO

La centrale viene tenuta sotto controllo mediante un sistema di supervisione che permette di rilevare le condizioni di funzionamento con continuità e da posizione remota.

A fronte di situazioni rilevate dal sistema di monitoraggio, di controllo e di sicurezza, è prevista l'attivazione di interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti attività:

- servizio di guardiania;
- conduzione impianto, in conformità a procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata;
- manutenzione preventiva ed ordinaria, programmate in conformità a procedure stabilite per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto sarà effettuata generalmente con ispezioni a carattere giornaliero, mentre la manutenzione ordinaria sarà effettuata con interventi a periodicità mensile.

Ad ogni modo, in base a specifiche indicazioni dei fornitori degli aerogeneratori e delle apparecchiature elettriche sarà predisposto in dettaglio il programma di manutenzione dell'impianto, comprendente gli interventi di manutenzione ordinaria e gli interventi di manutenzione straordinaria.

Di norma, prima di arrivare alla manutenzione ordinaria suddetta, dopo il primo trimestre di funzionamento si opera la verifica generale dell'impianto e della messa a punto dei componenti; le attività manutentive saranno comunque condotte con scadenze semestrali in modo da verificare l'efficienza dell'intero impianto ivi compresi i cavi interrati.

La frequenza delle attività manutentive consentirà anche la verifica dello stato di usura dei componenti in movimento e dei componenti idraulici dell'aerogeneratore; rientrano nel programma di



manutenzione ordinaria la sostituzione dell'olio idraulico e di raffreddamento degli aerogeneratori e dell'olio dei trasformatori elettrici in genere e della Sottostazione 150/30 KV in particolare.

Per tutti i quantitativi di oli saranno assicurati i trattamenti adeguati e lo smaltimento presso il "Consorzio obbligatorio di smaltimento degli oli esauriti" in ottemperanza alle norme dettate dal D. Lgs. 27 gennaio 1992, n. 95, e in attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/1001/CEE oltre che del Testo Unico Ambientale e normative di settore.



6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Con l'avvio della fase di cantiere si procederà in primo luogo all'allestimento dell'area di cantiere.

La realizzazione dell'impianto prevede, nel suo complesso, una serie di azioni che produrranno degli effetti (impatti) i quali potranno essere più o meno estesi a seconda della sensibilità ambientale del sito su cui si realizzeranno. Dette azioni possono riassumersi in otto fasi:

1a fase preparazione del cantiere attraverso i rilievi sull'area, la realizzazione delle strade di servizio e di collegamento alle piazzole degli aerogeneratori; avvio alla costruzione della sottostazione che poi avrà inizio nel mese successivo;

2a fase allargamento e adattamento delle strade interpoderali esistenti e delle eventuali opere al fine di permettere il transito degli automezzi speciali per il trasporto dei componenti delle torri e delle attrezzature per il montaggio;

3a fase riguarda l'allestimento dei cantieri per il montaggio di ciascun aerogeneratore, ovvero la realizzazione: delle piazzole di servizio con materiale idoneo per l'alloggiamento degli aerogeneratori e relative opere annesse, delle rampe di accesso (dalla viabilità generale alla piazzola temporanea);

4a fase realizzazione dello scavo di fondazione, preparazione dell'armatura del plinto e successivo getto di conglomerato cementizio previa formazione dei conci di ancoraggio delle torri;

5a fase realizzazione dei cavidotti interrati adiacenti alla viabilità di servizio, infilaggio dei cavi nelle condotte interrate ed esecuzione delle connessioni elettriche necessarie alle macchine per entrare in funzione;

6a fase attività di trasporto e montaggio delle torri, della navicella e del rotore (mozzo e pale);

7a fase apprestamento della sottostazione mediante l'impiego di due squadre di operai le quali svolgeranno rispettivamente i lavori civili e il montaggio e cablaggio di tutte le macchine nonché la connessione alla linea RTN tale attività si sovrapporrà temporalmente alle precedenti come sarà indicato nel cronoprogramma di seguito riportato);

8a fase realizzazione di opere di ripristini e mitigazioni varie, prove di avviamento e collaudo finale.



Andando ad analizzare nello specifico, contemporaneamente alla realizzazione degli interventi sulla viabilità di accesso all'area d'impianto ed alla realizzazione della linea elettrica interrata, si procederà alla realizzazione delle piste di servizio e delle singole piazzole e quindi delle fondazioni delle torri di sostegno.

Si procederà, quindi, al completamento definitivo delle piste di servizio e delle piazzole, per ottenere la configurazione plano-altimetrica necessaria per il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori e per il montaggio delle stesse componenti.

La fase d'installazione degli aerogeneratori prenderà avvio, a conclusione della sistemazione delle piazzole e realizzazione del cavidotto, con il trasporto sul sito delle componenti da assemblare: la torre, suddivisa in segmenti tubolari di forma tronco conica, la parte posteriore della navicella, il generatore, le tre pale.

Per ogni aerogeneratore si prevede la realizzazione delle piazzole e del plinto di fondazione, secondo le seguenti attività (in totale circa 20 giorni per turbina):

- scavo – richiederà almeno 3 giorni;
- sistemazione della messa a terra – seguita almeno una settimana dopo il getto stesso;
- posizionamento e preparazione delle armature – richiede circa 3 giorni;
- getto - impegna circa 2-3 giorni di betoniere;
- preparazione della piazzola – richiede almeno 3-4 giorni;
- montaggio delle componenti (torre, navicella e rotore) – 3-4 giorni;
- sistemazione interna elettrica ed elettronica – almeno 2-3 giorni.

Il trasporto delle singole componenti verrà effettuato in stretto coordinamento con la sequenza di montaggio delle macchine, che prevede nell'ordine:

- il montaggio del tronco di base della torre sulla fondazione;
- il montaggio dei tronchi successivi,
- il sollevamento della navicella e del generatore sulla torre;
- l'assemblaggio a terra delle tre pale sul mozzo;
- il montaggio, infine, del rotore alla navicella.



Quindi si prevede un tempo massimo tra trasporto e montaggio dei 10 aerogeneratori pari a 5 mesi.

Nell'area d'impianto lo scavo, la posa dei cavi elettrici e la ricopertura avvengono in rapida successione con una velocità media di avanzamento stimabile in circa 80/100 metri al giorno.

In particolare, i primi due mesi saranno impiegati per l'adeguamento delle strade sterrate esistenti, per la realizzazione delle nuove strade di accesso e per le piazzole, secondo la suddivisione dei tempi riportata nel cronoprogramma.

Dal terzo mese, e per una durata di circa 6 mesi, avranno inizio anche i lavori di realizzazione dei cavidotti in MT e AT, per mezzo delle attività di scavo, posa dei cavi e ripristini.

Dal secondo mese, e per una durata di circa sei mesi, avranno inizio le attività di realizzazione delle fondazioni.

Le operazioni di trasporto, consegna e montaggio degli aerogeneratori sono previste dall'ottavo al dodicesimo mese.

Al termine della realizzazione dei cavidotti, quindi intorno alla fine dell'ottavo mese, si passerà alla realizzazione delle cabine e delle stazioni per le quali è previsto un tempo di esecuzione pari a 3 mesi che si accavallerà al montaggio degli aerogeneratori. In ogni caso tale attività avrà già avuto inizio dal secondo mese per la parte civile.

Infine si prevede il mese finale le operazioni di ripristino, avviamento e collaudo.

CRONOPROGRAMMA DI MASSIMA PARCO EOLICO													
n.	Attività	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
1	Accantieramenti												
2	Realizzazione ed adeguamento strade, realizzazione piazzole												
3	Realizzazione fondazioni												
4	Realizzazione cavidotti MT ed AT e ripristino												
5	Realizzazione sottostazione (opere civili ed elettriche)												
6	Trasporto e Montaggio Aerogeneratori												



7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

In linea generale i parchi eolici hanno una durata di vita media pari a 30 anni passati i quali il Proponente provvede allo smantellamento dello stesso e al ripristino delle condizioni originali o procede con operazioni di revamping nel caso fossero applicabili.

Di seguito si riportano i passi per una corretta dismissione dell'impianto eolico:

- Smontaggio delle pale
- Smontaggio della navicella
- Rimozione dei corpi cilindrici che compongono la torre
- Rimozione completa del tubolare (fissato alla fondazione) senza alterare l'integrità del plinto in cemento armato che svolgerà la sola funzione di presidio strutturale del versante in questione.

L'intera area viene, quindi, ricoperta di terreno vegetale ripristinando la forma originaria e consentendo tutte le normali operazioni agricole (aratura compresa) e/o pastorali a cui era originariamente dedicata l'area in oggetto.

In particolare al completamento della vita utile dell'impianto o comunque dalla data di dismissione dell'impianto, si procederà ai seguenti interventi di dismissione e di ripristino:

- svuotamento dei circuiti idraulici degli aerogeneratori e dei trasformatori elettrici con trasporto e smaltimento presso impianto autorizzato per raccolta rifiuti speciali e tossico nocivi o smaltimento presso il "Consorzio obbligatorio di smaltimento degli oli esausti" in ottemperanza delle norme dettate dal D. Lgs. 27 gennaio 1992, n. 95, e in attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/1001/CEE oltre che del Testo Unico Ambientale e normative di settore in vigore al momento della dismissione;
- rimozione degli aerogeneratori con utilizzo di gru di adeguata dimensione previa scomposizione dei componenti in modo da renderli trasportabili e con recupero delle materie prime riutilizzabili tramite aziende di riciclaggio autorizzate;
- smantellamento delle apparecchiature elettriche all'interno dei manufatti delle cabine di smistamento ed all'interno della Sottostazione AT/MT;



- ripristino delle aree già interessate alle piazzole con rimozione dei materiali inerti di fondazione e riporto di terreno agrario originale;
- rimozione previa demolizione anche con l'utilizzo di martello pneumatico di manufatti e opere d'arte in cemento utilizzate per la formazione di piazzole o strade di servizio con avvio delle materie di risulta a discarica autorizzata;
- rimozione completa di linea elettrica interrata con conferimento dei materiali presso impianti autorizzati di trattamento e recupero;
- asportazione di ogni manufatto realizzato nell'area di posizionamento dell'aerogeneratore fino a 1,00 m di profondità dal piano di campagna ad esclusione del blocco fondale non amovibile ma inerte ai fini dell'alterazione chimica;
- ricoprimento con terreno agrario originale del blocco di fondazione per uno spessore di almeno 1,00 m.

Si precisa che una volta separati i diversi componenti in base alla loro natura ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclo e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata.

In particolare, i materiali di risulta, opportunamente selezionati, dovranno essere riutilizzati per quanto è possibile nell'ambito del cantiere per formazione di rilevati, di riempimenti od altro; il rimanente materiale di risulta non utilizzabile dovrà essere conferito a discarica autorizzata.

La disponibilità delle discariche sarà assicurata nel totale rispetto della Legislazione vigente, degli strumenti urbanistici locali e dei vincoli imposti dalle competenti Autorità, e dopo avere valutato correttamente gli aspetti tecnici ed ambientali connessi alla collocazione a discarica dei materiali di risulta.

Si dovrà provvedere, inoltre, a qualsiasi onere, incombenza e prestazione relativa al trasporto ed alla collocazione in idonea discarica autorizzata dei materiali di risulta prodotti dal cantiere (scavi, demolizioni, lavorazioni varie, etc.) e non riutilizzabili nello stesso.

Di seguito si riporta una tabella indicativa delle tipologie di rifiuti che si produrranno a seguito della dismissione dell'impianto



Codice CER	Descrizione rifiuto
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione
150203	Guanti, stracci
150202*	Guanti, stracci contaminati
160604	Batterie alcaline
170107	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche
170201	Scarti legno
170203	Canaline, Condotti aria
170301*	Catrame sfridi
170401	Rame, bronzo, ottone
170402	Alluminio
170405	Ferro e acciaio
170407	Metalli misti
170411	Cavi
200101	Carta, cartone
200102	Vetro
200139	Plastica
200121*	Neon
200140	lattine
200134	Pile
200301	Indifferenziato

Per i dettagli si rimanda al *Piano di dismissione dell'impianto*.



8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA

Nel presente paragrafo sono riportate alcune considerazioni di natura tecnico economica riguardanti i costi complessivi di impianto ed i benefici dal punto di vista ambientale, anche paragonati ad altri impianti di produzione di energia elettrica da fonte non rinnovabile.

8.1. Generalità

La politica energetica ci impone nei prossimi anni una sfida: affrontare la questione del cambiamento climatico, coniugando la crescente domanda di energia con la tutela delle fonti energetiche.

L'energia eolica è una tra le tecnologie attualmente più avanzate, efficienti e pronte ad essere utilizzate su larga scala.

I tempi tecnici di installazione degli impianti eolici sono di gran lunga inferiori a quelli degli impianti convenzionali e questo è di certo un fattore di successo se si pensa al ritmo vertiginoso con cui, anno dopo anno, cresce il fabbisogno energetico su scala mondiale.

Solo portare ad una quota pari al 12% della produzione globale di energia prodotta dal vento, che era l'obiettivo per il 2020, comporterebbe un contributo di riduzione delle emissioni di CO2 equivalenti di oltre 1,8 miliardi di tonnellate, creando allo stesso tempo 1,79 milioni di posti di lavoro, con un profitto annuale di oltre 75 miliardi di euro.

A parità di investimento, infatti, un impianto eolico produce 2,3 volte più energia e 5 volte più occupazione rispetto, ad esempio, ad un impianto nucleare, offrendo energia a poco più di 3 € cent/kWh. Le previsioni mostrano come, secondo i trend attuali, il costo per chilowattora possa scendere negli anni a venire e rendere l'energia del vento competitiva anche dal punto di vista tariffario, soppiantando sia le fonti fossili che quelle nucleari.

8.2. Considerazioni economico-sociali

I costi esterni, o esternalità, nella produzione d'energia elettrica sono quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato e non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma sono globalmente imposti alla società.



Essi comprendono tutti i danni procurati all'ambiente, sia naturale, sia costruito, ed alla salute dell'uomo durante l'intero ciclo di uno specifico combustibile e della relativa tecnologia (dall'acquisizione della risorsa, alla realizzazione ed esercizio degli impianti fino alla dismissione degli stessi).

Si stima che, complessivamente, i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE.

I tradizionali metodi di valutazione economica non ne tengono conto e ciò rende difficile un confronto omogeneo tra le diverse tecnologie, penalizzando quelle fonti, come le rinnovabili, caratterizzate da ridotto impatto ambientale.

Nella tabella che segue sono riportate le quantificazioni di tali esternalità, scaturite dal decennale progetto ExternE, finanziato dall'Unione Europea.

Tenologia	Carbone e lignite	Petrolio	Gas	Nucleare	Biomasse	Idro	FV	Eolico
€cen/kWh	2-15	3-11	1-3	0,2-0,7	0,08-3	0,03-1	0,6	0,05-0,25

Come si può notare un impianto eolico, tra le varie fonti di produzione di energia tradizionali e non, produce le esternalità minori quindi i più bassi danni ambientali a parità di energia prodotta.

Il consumo energetico, oggi basato principalmente sui combustibili fossili, è responsabile diretto delle emissioni inquinanti : CO, CO₂, SO_x, NO_x, CH₄, idrocarburi composti volatili e particolati vari.

Nel caso dell'eolico, 1 MW di potenza installata durante la vita media dell'impianto (25-29 anni circa) consente di evitare mediamente le seguenti emissioni in atmosfera :

CO ₂ :	50.000 tonnellate
SO ₂ :	70 tonnellate
NO ₂ :	100 tonnellate + polveri



Si conclude, quindi, come un impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Inoltre, in termini di elementi di valutazione socio-economica, la realizzazione del Parco potrà apportare al territorio indubbi vantaggi dal punto di vista economico, occupazionale e di sviluppo.

Risulteranno beneficiati dall'intervento gli agricoltori proprietari dei terreni, le Amministrazioni Comunali, le imprese di costruzione, le imprese di gestione.

Le imprese di costruzione nel settore civile (strade, fondamenta, opere varie) ed elettrico (cavidotti, cabine, linee), oltre che la stessa ENEL Distribuzione/Terna per le opere di allacciamento, saranno impegnate in interventi che prevedono indubbi ritorni di tipo occupazionale in un territorio gravato da endemica crisi.

Anche la società di gestione dell'impianto potrà aumentare significativamente la propria dotazione di personale per le attività di manutenzione, di amministrazione, di management e di gestione tecnica. Si calcola che l'investimento complessivo in oggetto potrà dare occupazione transitoria (periodo di realizzazione dell'impianto) a circa 30-35 unità ed occupazione permanente a circa 10-12 unità.

Si tratta dunque di una tipologia di investimento capace di attrarre capitali sia sul piano nazionale che internazionale, con indubbi ritorni economici per il territorio.

8.3. Sostenibilità economico-finanziaria

Il rendimento di un impianto eolico si ottiene dai ricavi dovuti alla vendita dell'energia elettrica per mezzo di sistemi incentivanti, mentre i costi, oltre quelli di impianto, sono legati alla manutenzione, al personale, all'affitto e/o acquisto dei suoli, oltre che al pagamento degli eventuali interessi sui finanziamenti e prestiti bancari.

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 45 MW (10 aerogeneratori di potenza pari a 4.5 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in **101.559,4 MWh/anno** al netto delle perdite e 2.943,75 ore/anno (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato).



Il costo dell'impianto (per 10 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 36.052.181, comprensivo di tutti gli oneri, spese generali, IVA, ecc (per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo e quadro economico).

Il ricavo monetario è stato ottenuto considerando una stima della tariffa omnicomprensiva, con una opportuna riduzione stimata per il ribasso d'asta (tariffa unica di circa 70 €/MWh).

Accanto ai costi d'impianto sono state considerate anche delle spese di gestione e manutenzione, assicurazione, locazione dei suoli, IMU, costi amministrativi e del personale.

Dai ricavi annui sono state sottratte le aliquote da destinare alle tasse (stimate in una media del 30%), oltre che ovviamente i costi di impianto.

Oltre ai benefici economici che indubbiamente determinano una iniziativa del genere, si dovrebbero identificare ed aggiungere anche i "benefici ambientali" che, tuttavia, risultano difficilmente monetizzabili o comunque traducibili in una unità di misura confrontabile con le spese economiche da sostenere.

In questa sede, pertanto, si possono ipotizzare e prevedere una serie di benefici ambientali, traducibili teoricamente (ma non praticamente) in ricavi monetari, quindi non utilizzabili nell'analisi economica.

Tuttavia, la realizzazione di qualsiasi intervento, anche se complessivamente positivo dal punto di vista degli effetti ambientali, potrebbe comunque determinare delle interferenze negative su alcune componenti ambientali, traducibili, al contrario, in perdite monetarie (cioè in ulteriori spese da sostenere), anche queste però di difficile determinazione.

Ipotizzando di assegnare un ricavo monetario a tali elementi, vista l'importanza e il peso delle singole voci positive conseguenti ad alla realizzazione di un parco eolico, si può concludere che la realizzazione dell'intervento comporterebbe la prevalenza di benefici ambientali positivi che si tradurrebbero sicuramente in un eccesso di ricavi rispetto alle spese sostenute.

Per la stima dei ricavi economici, sono stati impiegati i dati di produzione netti ricavati nello studio anemologico, di seguito riportati.



Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G145 4,5 MW	10	45	101.559,40	33,58	2.943,75

Nel seguito si riportano i risultati della stima della analisi di sostenibilità finanziaria.

Noto il costo totale dell'investimento, è stato ipotizzato un apporto di capitale pari al 20% dell'intero investimento, mentre la restante parte da reperire per mezzo di copertura del finanziamento, come indicato nella tabella seguente.

VOCI DI COSTO	IMPORTI
COSTO IMPIANTO DA CME	€ 36 052 181,00
Equity (20%)	€ 7 210 436,20
Debito bancario (80%)	€ 28 841 744,80

Nel seguito è riportato il relativo Piano di ammortamento del debito.

Dati input				
Importo da finanziare	€ 28 841 744,80			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 28 841 744,80
1	€ 2 897 501,81	€ 2 032 249,47	€ 865 252,34	€ 26 809 495,33
2	€ 2 897 501,81	€ 2 093 216,95	€ 804 284,86	€ 24 716 278,38
3	€ 2 897 501,81	€ 2 156 013,46	€ 741 488,35	€ 22 560 264,93
4	€ 2 897 501,81	€ 2 220 693,86	€ 676 807,95	€ 20 339 571,06
5	€ 2 897 501,81	€ 2 287 314,68	€ 610 187,13	€ 18 052 256,39
6	€ 2 897 501,81	€ 2 355 934,12	€ 541 567,69	€ 15 696 322,27
7	€ 2 897 501,81	€ 2 426 612,14	€ 470 889,67	€ 13 269 710,12
8	€ 2 897 501,81	€ 2 499 410,51	€ 398 091,30	€ 10 770 299,62
9	€ 2 897 501,81	€ 2 574 392,82	€ 323 108,99	€ 8 195 906,80
10	€ 2 897 501,81	€ 2 651 624,61	€ 245 877,20	€ 5 544 282,19
11	€ 2 897 501,81	€ 2 731 173,34	€ 166 328,47	€ 2 813 108,85
12	€ 2 897 501,81	€ 2 813 108,54	€ 84 393,27	€ 0,30



Per quanto riguarda i costi di gestione, sono stati determinati sulla base di una percentuale del costo di investimento, per quanto riguarda la manutenzione ordinaria (2% in termini di canone annuo), manutenzione straordinaria (1,5% come aliquote una tantum al 10° e 15° anno) e assicurazione (2% in termini di canone annuo).

Per quanto riguarda, invece, l'IMU è stato stimato in € 5.000/anno per turbina mentre il diritto di superficie in € 20.000/anno per turbina.

Infine, per le spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc.), è stato stimato un importo a corpo di € 200.000/anno.

Nella tabella seguente è riportato il riepilogo dei costi di gestione.

VOCE DI COSTO	COSTO ANNUO
Manutenzione ordinaria	€ 721 043,62
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 540 782,72
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 540 782,72
Assicurazione	€ 721 043,62
IMU + diritto di superficie	€ 250 000,00
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc)	€ 200 000,00

Noti gli importi di costi e ricavi è stato ricavato il piano economico finanziario, con orizzonte temporale di 30 anni, come di seguito riportato.

Dalla analisi dei risultati ottenuti si evince la convenienza economica dell'investimento.

Infatti, la definizione dei costi di investimento, dei costi operativi, delle entrate e delle fonti di finanziamento consente di valutare la redditività finanziaria del progetto, misurata in termini di valore attuale netto (VAN) e tasso di rendimento - TIR dell'investimento (tasso di sconto al 4%), i cui valori ottenuti sono:

VAN € 51.324.691;

TIR 14,53%.

Di seguito si riporta il Piano Economico Finanziario, con orizzonte temporale pari a 30 anni.



CONTO ECONOMICO	1	2	3	4	5
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 7 109 158,00	€ 7 215 795,37	€ 7 324 032,30	€ 7 433 892,79	€ 7 545 401,18
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 7 109 158,00	€ 7 215 795,37	€ 7 324 032,30	€ 7 433 892,79	€ 7 545 401,18
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 721 043,62	€ 731 859,27	€ 742 837,16	€ 753 979,72	€ 765 289,42
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 721 043,62	€ 731 859,27	€ 742 837,16	€ 753 979,72	€ 765 289,42
IMU + diritto di superficie	€ 250 000,00	€ 253 750,00	€ 257 556,25	€ 261 419,59	€ 265 340,89
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 200 000,00	€ 203 000,00	€ 206 045,00	€ 209 135,68	€ 212 272,71
Equity (una tantum 1 anno)	€ 7 210 436,20	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 9 102 523,44	€ 1 920 468,55	€ 1 949 275,58	€ 1 978 514,71	€ 2 008 192,43
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 032 249,47	€ 2 093 216,95	€ 2 156 013,46	€ 2 220 693,86	€ 2 287 314,68
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 11 134 772,91	€ 4 013 685,50	€ 4 105 289,04	€ 4 199 208,57	€ 4 295 507,11
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 4 025 614,91	€ 3 202 109,87	€ 3 218 743,27	€ 3 234 684,21	€ 3 249 894,07
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 865 252,34	€ 804 284,86	€ 741 488,35	€ 676 807,95	€ 610 187,13
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 4 890 867,25	€ 2 397 825,01	€ 2 477 254,91	€ 2 557 876,26	€ 2 639 706,94
Imposte e tasse (30%)	-€ 1 467 260,18	€ 719 347,50	€ 743 176,47	€ 767 362,88	€ 791 912,08
TOTALE IMPOSTE	-€ 1 467 260,18	€ 719 347,50	€ 743 176,47	€ 767 362,88	€ 791 912,08
UTILE NETTO	-€ 3 423 607,08	€ 1 678 477,51	€ 1 734 078,44	€ 1 790 513,39	€ 1 847 794,85



CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 7 658 582,19	€ 7 773 460,93	€ 7 890 062,84	€ 8 008 413,78	€ 8 128 539,99
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 7 658 582,19	€ 7 773 460,93	€ 7 890 062,84	€ 8 008 413,78	€ 8 128 539,99
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 776 768,76	€ 788 420,29	€ 800 246,59	€ 812 250,29	€ 824 434,05
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 540 782,72
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 776 768,76	€ 788 420,29	€ 800 246,59	€ 812 250,29	€ 824 434,05
IMU + diritto di superficie	€ 269 321,00	€ 273 360,82	€ 277 461,23	€ 281 623,15	€ 285 847,49
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 215 456,80	€ 218 688,65	€ 221 968,98	€ 225 298,52	€ 228 678,00
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 038 315,32	€ 2 068 890,05	€ 2 099 923,40	€ 2 131 422,25	€ 2 704 176,30
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 355 934,12	€ 2 426 612,14	€ 2 499 410,51	€ 2 574 392,82	€ 2 651 624,61
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 4 394 249,44	€ 4 495 502,19	€ 4 599 333,90	€ 4 705 815,07	€ 5 355 800,90
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 3 264 332,76	€ 3 277 958,74	€ 3 290 728,94	€ 3 302 598,71	€ 2 772 739,09
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 541 567,69	€ 470 889,67	€ 398 091,30	€ 323 108,99	€ 245 877,20
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 2 722 765,07	€ 2 807 069,07	€ 2 892 637,63	€ 2 979 489,72	€ 2 526 861,88
Imposte e tasse (30%)	€ 816 829,52	€ 842 120,72	€ 867 791,29	€ 893 846,92	€ 758 058,56
TOTALE IMPOSTE	€ 816 829,52	€ 842 120,72	€ 867 791,29	€ 893 846,92	€ 758 058,56
UTILE NETTO	€ 1 905 935,55	€ 1 964 948,35	€ 2 024 846,34	€ 2 085 642,81	€ 1 768 803,32



CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 8 250 468,09	€ 8 374 225,11	€ 8 499 838,49	€ 8 627 336,07	€ 8 756 746,11
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 8 250 468,09	€ 8 374 225,11	€ 8 499 838,49	€ 8 627 336,07	€ 8 756 746,11
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 836 800,56	€ 849 352,57	€ 862 092,85	€ 875 024,25	€ 888 149,61
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 540 782,72
Assicurazione	€ 836 800,56	€ 849 352,57	€ 862 092,85	€ 875 024,25	€ 888 149,61
IMU + diritto di superficie	€ 290 135,21	€ 294 487,23	€ 298 904,54	€ 303 388,11	€ 307 938,93
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 232 108,17	€ 235 589,79	€ 239 123,63	€ 242 710,49	€ 246 351,15
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 195 844,49	€ 2 228 782,15	€ 2 262 213,89	€ 2 296 147,09	€ 2 871 372,02
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 731 173,34	€ 2 813 108,54	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 4 927 017,83	€ 5 041 890,70	€ 2 262 213,89	€ 2 296 147,09	€ 2 871 372,02
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 3 323 450,26	€ 3 332 334,41	€ 6 237 624,60	€ 6 331 188,97	€ 5 885 374,09
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 166 328,47	€ 84 393,27	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 3 157 121,79	€ 3 247 941,15	€ 6 237 624,60	€ 6 331 188,97	€ 5 885 374,09
Imposte e tasse (30%)	€ 947 136,54	€ 974 382,34	€ 1 871 287,38	€ 1 899 356,69	€ 1 765 612,23
TOTALE IMPOSTE	€ 947 136,54	€ 974 382,34	€ 1 871 287,38	€ 1 899 356,69	€ 1 765 612,23
UTILE NETTO	€ 2 209 985,26	€ 2 273 558,80	€ 4 366 337,22	€ 4 431 832,28	€ 4 119 761,86



CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 8 888 097,30	€ 9 021 418,76	€ 9 156 740,04	€ 9 294 091,14	€ 9 433 502,51
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 8 888 097,30	€ 9 021 418,76	€ 9 156 740,04	€ 9 294 091,14	€ 9 433 502,51
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 901 471,86	€ 914 993,93	€ 928 718,84	€ 942 649,62	€ 956 789,37
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 901 471,86	€ 914 993,93	€ 928 718,84	€ 942 649,62	€ 956 789,37
IMU + diritto di superficie	€ 312 558,02	€ 317 246,39	€ 322 005,08	€ 326 835,16	€ 331 737,69
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 250 046,41	€ 253 797,11	€ 257 604,07	€ 261 468,13	€ 265 390,15
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 365 548,14	€ 2 401 031,36	€ 2 437 046,83	€ 2 473 602,54	€ 2 510 706,57
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 365 548,14	€ 2 401 031,36	€ 2 437 046,83	€ 2 473 602,54	€ 2 510 706,57
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 6 522 549,16	€ 6 620 387,40	€ 6 719 693,21	€ 6 820 488,60	€ 6 922 795,93
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 6 522 549,16	€ 6 620 387,40	€ 6 719 693,21	€ 6 820 488,60	€ 6 922 795,93
Imposte e tasse (30%)	€ 1 956 764,75	€ 1 986 116,22	€ 2 015 907,96	€ 2 046 146,58	€ 2 076 838,78
TOTALE IMPOSTE	€ 1 956 764,75	€ 1 986 116,22	€ 2 015 907,96	€ 2 046 146,58	€ 2 076 838,78
UTILE NETTO	€ 4 565 784,41	€ 4 634 271,18	€ 4 703 785,24	€ 4 774 342,02	€ 4 845 957,15



CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 4 570 173,00	€ 4 638 725,60	€ 4 708 306,48	€ 4 778 931,08	€ 4 850 615,04
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 9 575 005,04	€ 9 718 630,12	€ 9 864 409,57	€ 10 012 375,72	€ 10 162 561,35
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 971 141,21	€ 985 708,33	€ 1 000 493,95	€ 1 015 501,36	€ 1 030 733,88
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 971 141,21	€ 985 708,33	€ 1 000 493,95	€ 1 015 501,36	€ 1 030 733,88
IMU + diritto di superficie	€ 336 713,75	€ 341 764,46	€ 346 890,92	€ 352 094,29	€ 357 375,70
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 269 371,00	€ 273 411,57	€ 277 512,74	€ 281 675,43	€ 285 900,56
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 548 367,17	€ 2 586 592,68	€ 2 625 391,57	€ 2 664 772,44	€ 2 704 744,03
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 548 367,17	€ 2 586 592,68	€ 2 625 391,57	€ 2 664 772,44	€ 2 704 744,03
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 7 026 637,87	€ 7 132 037,44	€ 7 239 018,00	€ 7 347 603,27	€ 7 457 817,32
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 7 026 637,87	€ 7 132 037,44	€ 7 239 018,00	€ 7 347 603,27	€ 7 457 817,32
Imposte e tasse (30%)	€ 2 107 991,36	€ 2 139 611,23	€ 2 171 705,40	€ 2 204 280,98	€ 2 237 345,20
TOTALE IMPOSTE	€ 2 107 991,36	€ 2 139 611,23	€ 2 171 705,40	€ 2 204 280,98	€ 2 237 345,20
UTILE NETTO	€ 4 918 646,51	€ 4 992 426,21	€ 5 067 312,60	€ 5 143 322,29	€ 5 220 472,13



CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 4 923 374,27	€ 4 997 224,88	€ 5 072 183,26	€ 5 148 266,00	€ 5 225 489,99
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 10 314 999,77	€ 10 469 724,77	€ 10 626 770,64	€ 10 786 172,20	€ 10 947 964,78
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 046 194,89	€ 1 061 887,81	€ 1 077 816,13	€ 1 093 983,37	€ 1 110 393,12
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 046 194,89	€ 1 061 887,81	€ 1 077 816,13	€ 1 093 983,37	€ 1 110 393,12
IMU + diritto di superficie	€ 362 736,34	€ 368 177,38	€ 373 700,04	€ 379 305,55	€ 384 995,13
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 290 189,07	€ 294 541,91	€ 298 960,04	€ 303 444,44	€ 307 996,10
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 745 315,19	€ 2 786 494,92	€ 2 828 292,34	€ 2 870 716,73	€ 2 913 777,48
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 745 315,19	€ 2 786 494,92	€ 2 828 292,34	€ 2 870 716,73	€ 2 913 777,48
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 7 569 684,58	€ 7 683 229,85	€ 7 798 478,30	€ 7 915 455,47	€ 8 034 187,30
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 7 569 684,58	€ 7 683 229,85	€ 7 798 478,30	€ 7 915 455,47	€ 8 034 187,30
Imposte e tasse (30%)	€ 2 270 905,37	€ 2 304 968,95	€ 2 339 543,49	€ 2 374 636,64	€ 2 410 256,19
TOTALE IMPOSTE	€ 2 270 905,37	€ 2 304 968,95	€ 2 339 543,49	€ 2 374 636,64	€ 2 410 256,19
UTILE NETTO	€ 5 298 779,21	€ 5 378 260,89	€ 5 458 934,81	€ 5 540 818,83	€ 5 623 931,11



EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11 500 000,00	
1	-€ 4 025 614,91	-€ 4 890 867,25	-€ 3 423 607,08	-€ 3 423 607,08
2	€ 3 202 109,87	€ 2 397 825,01	€ 1 678 477,51	-€ 1 745 129,57
3	€ 3 218 743,27	€ 2 477 254,91	€ 1 734 078,44	€ 3 412 555,95
4	€ 3 234 684,21	€ 2 557 876,26	€ 1 790 513,39	€ 3 524 591,82
5	€ 3 249 894,07	€ 2 639 706,94	€ 1 847 794,85	€ 3 638 308,24
6	€ 3 264 332,76	€ 2 722 765,07	€ 1 905 935,55	€ 3 753 730,40
7	€ 3 277 958,74	€ 2 807 069,07	€ 1 964 948,35	€ 3 870 883,90
8	€ 3 290 728,94	€ 2 892 637,63	€ 2 024 846,34	€ 3 989 794,69
9	€ 3 302 598,71	€ 2 979 489,72	€ 2 085 642,81	€ 4 110 489,15
10	€ 2 772 739,09	€ 2 526 861,88	€ 1 768 803,32	€ 3 854 446,13
11	€ 3 323 450,26	€ 3 157 121,79	€ 2 209 985,26	€ 3 978 788,57
12	€ 3 332 334,41	€ 3 247 941,15	€ 2 273 558,80	€ 4 483 544,06
13	€ 6 237 624,60	€ 6 237 624,60	€ 4 366 337,22	€ 6 639 896,03
14	€ 6 331 188,97	€ 6 331 188,97	€ 4 431 832,28	€ 8 798 169,50
15	€ 5 885 374,09	€ 5 885 374,09	€ 4 119 761,86	€ 8 551 594,14
16	€ 6 522 549,16	€ 6 522 549,16	€ 4 565 784,41	€ 8 685 546,27
17	€ 6 620 387,40	€ 6 620 387,40	€ 4 634 271,18	€ 9 200 055,59
18	€ 6 719 693,21	€ 6 719 693,21	€ 4 703 785,24	€ 9 338 056,42
19	€ 6 820 488,60	€ 6 820 488,60	€ 4 774 342,02	€ 9 478 127,27
20	€ 6 922 795,93	€ 6 922 795,93	€ 4 845 957,15	€ 9 620 299,18
21	€ 7 026 637,87	€ 7 026 637,87	€ 4 918 646,51	€ 9 764 603,66
22	€ 7 132 037,44	€ 7 132 037,44	€ 4 992 426,21	€ 9 911 072,72
23	€ 7 239 018,00	€ 7 239 018,00	€ 5 067 312,60	€ 10 059 738,81
24	€ 7 347 603,27	€ 7 347 603,27	€ 5 143 322,29	€ 10 210 634,89
25	€ 7 457 817,32	€ 7 457 817,32	€ 5 220 472,13	€ 10 363 794,42
26	€ 7 569 684,58	€ 7 569 684,58	€ 5 298 779,21	€ 10 519 251,33
27	€ 7 683 229,85	€ 7 683 229,85	€ 5 378 260,89	€ 10 677 040,10
28	€ 7 798 478,30	€ 7 798 478,30	€ 5 458 934,81	€ 10 837 195,70
29	€ 7 915 455,47	€ 7 915 455,47	€ 5 540 818,83	€ 10 999 753,64
30	€ 8 034 187,30	€ 8 034 187,30	€ 5 623 931,11	€ 11 164 749,94
	€ 158 708 210,80	€ 152 779 933,57	€ 106 945 953,50	



9. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- alternative strategiche;
- alternative di localizzazione;
- alternative di processo o strutturali;
- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;

dove:

- per alternative strategiche si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- le alternative di localizzazione possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- le alternative di processo o strutturali passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;
- le alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche l'alternativa "zero" coincidente con la non realizzazione dell'opera.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione; tale processo ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

Le alternative di localizzazione sono state affrontate nella fase iniziale di ricerca dei suoli idonei dal punto di vista vincolistico, ambientale e ventoso; sono state condotte campagne di indagini e micrositing che hanno consentito di giungere ai siti di prescelti.



Nello specifico, partendo dalla scelta della macro area di impianto, che rispondesse ai requisiti di coerenza vincolistica e ambientale, ventosità, vicinanza alla stazione elettrica di connessione, viabilità di accesso, è stata condotta una attività di micrositing durata un anno, nell'ambito della quale sono state valutate diverse posizioni delle turbine fino ad ottenere quella che ha soddisfatto tutti i criteri.

In particolare, sono state valutate diverse alternative localizzative delle turbine nell'ambito della macroarea attraverso una valutazione condivisa degli aspetti:

- Ambientali e vincolistici;
- Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici;
- Geologici ed idrogeologici;
- Idraulici;
- Topografici;
- Archeologici;
- Anemologici.

Il processo iterativo che ha visto coinvolti tutti i tecnici specialistici esperti nelle diverse professionalità, ha condotto alla soluzione finale che ha prodotto i maggiori benefici ed allo stesso tempo i minori impatti ambientali.

Per la singola valutazione si rimanda alle relazioni specialistiche.

Le alternative strutturali sono state valutate durante la redazione del progetto, la cui individuazione della soluzione finale è scaturita da un processo iterativo finalizzato ad ottenere il massimo della integrazione dell'impianto con il patrimonio morfologico e paesaggistico esistente.

In particolare, la scelta delle caratteristiche delle macchine e delle opere annesse è frutto di un processo di affinamento che ha condotto alla scelta delle migliori tecnologie disponibili sul mercato.

Per quanto riguarda invece le alternative di compensazione e/o di mitigazione, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti ambientali a valori accettabili, sono state valutate e via descritte nel capitolo dell'analisi degli impatti ambientali.

Infine, è stata considerata anche la alternativa "zero"; essa è stata valutata, però, non nell'ottica della non realizzazione dell'intervento in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell'ottica di produzione di energia per il



soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

Un confronto può essere fatto, ad esempio, in termini di consumo di materie prime (fonti energetiche non rinnovabili) e di emissioni nocive in atmosfera, tra l'energia prodotta da un impianto eolico e quella di una centrale termoelettrica con ipotesi di utilizzo di fonti non rinnovabili, a parità di potenza erogata.

Si suppone:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- valore di producibilità annua di un impianto eolico, di circa 102 GWh;

I dati dei consumi medi di fonti non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica, sono riportati nella tabella seguente:

FONTI NON RINNOVABILI			
Combustibile	Consumo specifico medio	Unità di misura	Fonte dati
Carbone	0,355	kg/kWh	Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98
Petrolio	0,23	kg/kWh	ENEL
Gasolio	0,22	kg/kWh	EPA
Gas naturale	0,28	m ³ /kWh	EPA
Olio combustibile	0,221	kg/kWh	Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98

I fattori di emissione per tipologia di inquinante e per tipologia di combustibile (fonte APAT) sono invece:

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,073	0,59	0,39
Petrolio	101	0	0
Gasolio	77,149	0,22	0,14118
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038
Olio combustibile	78	0,2	0,92683



Per quanto riguarda il consumo di materie prime per la produzione di energia equivalente che l'impianto eolico consente di evitare, si sono ottenuti i seguenti risultati relativi alla produzione annua:

Combustibile	Consumo evitato (1 anno)	Unità di misura
Carbone	36 053,59	[t/anno]
Petrolio	23 358,66	[t/anno]
Gasolio	22 343,07	[t/anno]
Gas naturale	28 436,63	[mc/anno]
Olio combustibile	22 444,63	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 30 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti:

Combustibile	Consumo evitato (30 anno)	Unità di misura
Carbone	1 081 607,61	[t/anno]
Petrolio	700 759,86	[t/anno]
Gasolio	670 292,04	[t/anno]
Gas naturale	853 098,96	[mc/anno]
Olio combustibile	673 338,82	[t/anno]

Per quanto riguarda, invece, le emissioni di gas nocivi evitate si è fatto riferimento ai dati APAT per ricavare i valori dei fattori di emissione FE per la singola attività (kg/GJ), differenziati per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinante, considerando la formula :

$$E=A \times FE$$

dove

E: emissione dovute all'attività [t/anno]

A: indicatore di attività (ad esempio il consumo di combustibile, la quantità di energia prodotta) [GJ]

FE : Fattori di emissione per la singola attività [kg/GJ]



Nella tabella che segue, oltre ai valori dei fattori di emissione e del Potere Calorifero Inferiore (PCI) di ciascun combustibile, utilizzato quest'ultimo per il calcolo dell'Indicatore di Attività (A= Consumo di combustibile x PCI), sono stati evidenziati i risultati circa le emissioni evitate correlate al tipo di combustibile.

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x	Consumo	PCI	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	[t/anno]	[MJ/kg]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Carbone	94,073	0,59	0,39	36 053,59	31,40	106 498,41	667,93	441,51
Petrolio	101	0	0	23 358,66	41,80	98 615,60	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	22 343,07	42,60	73 431,55	209,40	134,38
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	28 436,63	36,10	57 302,71	256,64	0,39
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	22 444,63	41,00	71 777,92	184,05	852,90

Valori che riferiti al ciclo di vita dell'impianto diventano:

Combustibile	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	3 194 952,28	20 037,86	13 245,37
Petrolio	2 958 467,98	0,00	0,00
Gasolio	2 202 946,56	6 281,98	4 031,32
Gas naturale	1 719 081,42	7 699,22	11,70
Olio combustibile	2 153 337,55	5 521,38	25 586,90

Da quanto detto si può evincere come l'impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima, rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Quindi "l'Alternativa Zero" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto "all'Alternativa di Progetto".

Tale aspetto sarà evidenziato anche sottoforma numerica attraverso il confronto matriciale.

Riepilogando quanto detto, dall'analisi delle possibili soluzioni progettuali sono state valutate e confrontate unicamente le seguenti ALTERNATIVE:

Alternativa 0 – Centrale termoelettrica di pari potenza;

Alternativa 1 – Parco eolico



Dai risultati delle analisi per le diverse soluzioni alternative la scelta presentata è risultata come la più opportuna sotto molteplici aspetti:

Produttività: le analisi relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto alle aree contigue;

Impatto con l'ambiente e aspetto paesaggistico: l'analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori dei territori comunali per la locazione di un impianto eolico, sia sotto l'aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre la disposizione delle macchine risulta di minimo impatto per la fauna locale per il massimo sfruttamento della viabilità esistente.

L'Alternativa 1 è risultata quella meno impattante sull'ambiente circostante.

Le matrici sono riportate in allegato al quadro di riferimento ambientale.

