

REGIONE PUGLIA

Provincia di BRINDISI



COMUNE DI BRINDISI

COMUNE DI MESAGNE



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
EOLICO DENOMINATO "CE BRINDISI SUD" COSTITUITO DA
6 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 36 MW
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

*Studio di Impatto Ambientale
Quadro di Riferimento Progettuale*

ELABORATO

AM01_PRG

PROPONENTE:

**AEI WIND
PROJECT I SRL**

P.I 16805301005
Via Vincenzo Bellini,
22 00198 Roma



AEI WIND PROJECT I S.R.L.
Via Vincenzo Bellini, 22
00198 Roma (RM)
pec: aeiwind-prima@legalmail.it

CONSULENZA:

Dott.ssa Paola D'ANGELA

Dott. Ing Rocco CARONE

Dott. Geol. Michele VALERIO

PROGETTISTI:


ATECH
SOCIETÀ DI INGEGNERIA

Via Caduti di Nassiriya 55
70124 Bari (BA)
e-mail: atechsrl@libero.it
pec: atechsrl@legalmail.it

DIRETTORE TECNICO

Dott. Ing. Orazio TRICARICO
Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA
Ordine ingegneri di Bari n. 10743



EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	OTTOBRE 2022	C.C. - V.D.P.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo

Progetto	Progetto Definitivo				
Regione	Puglia				
Comune	Brindisi, Mesagne				
Proponente	AEI WIND PROJECT I Srl via V. Bellini n.22 – 00198 Roma (ITA) P.Iva 16805301005				
Redazione Progetto definitivo e SIA	ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via Caduti di Nassirya 55 70124 Bari (BA)				
Documento	Studio di Impatto Ambientale – Quadro di Riferimento Progettuale				
Revisione	00				
Emissione	Ottobre 2022				
Redatto	C.C. - M.G.F. – ed altri	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.

Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis Arch. Claudia Cascella Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri 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 AEI WIND PROJECT I Srl, 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.



1. PREMESSA	3
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	4
3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ	11
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	13
4.1. TIPOLOGIA AEROGENERATORE	14
4.2. FONDAZIONE AEROGENERATORE	16
4.3. PIAZZOLE AEROGENERATORI	16
4.4. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	18
4.5. CAVIDOTTI	19
4.6. SOLUZIONE DI CONNESSIONE	24
4.7. SOTTOSTAZIONE UTENTE DI CONNESSIONE ALLA RTN	25
4.8. TIPOLOGIA CAVI	27
5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO	28
6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI	29
7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	32
8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA	36
8.1. GENERALITÀ	36
8.2. CONSIDERAZIONI ECONOMICO-SOCIALI	37
8.3. SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	38
9. ANALISI DELLE ALTERNATIVE	50



1. PREMESSA

Il presente documento, che costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii. e dell'art. 8 della L.R. n. 11 del 12/06/2001 e ss.mm.ii., ha per oggetto il **progetto per la realizzazione di un parco eolico avente potenza complessiva pari a 36 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Brindisi (BR) e Mesagne (BR)**.

Il quadro di riferimento progettuale è stato redatto conformemente a quanto previsto dalla L.R. 11/2001.

In esso si descrivono il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessata.

Sono descritti gli elementi di progetto e le motivazioni assunte dal proponente nella definizione dello stesso, le caratteristiche tecniche alla base delle scelte progettuali, le misure, i provvedimenti e gli interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Si precisa ad ogni modo che per una descrizione maggiormente dettagliata degli elementi che costituiscono le opere a farsi, è possibile fare riferimento agli elaborati tecnici del progetto definitivo.



2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

La Società **AEI WIND PROJECT I Srl** con sede in via V. Bellini n.22 – 00198 Roma (ITA), propone la realizzazione di un impianto eolico di potenza 36 MW, denominato "CE Brindisi Sud".

Il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto si sviluppa nei territori dei **Comuni di Brindisi e Mesagne**.

Le opere che si prevede di realizzare sono:

- **n° 6 aerogeneratori della potenza di 6 MW** (denominati "WTG 1-6") e delle rispettive piazzole di collegamento;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- nuova Stazione Elettrica Utente 36/30 Kv;
- collegamento in antenna a 36 kV su futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud"

Il sito di intervento è situato a sud ovest del centro abitato di Brindisi, a circa 7 km, e ad est del centro abitato di Mesagne a circa 2,7 km.

È raggiungibile a nord, direttamente dalla strada provinciale SP81, da imboccare percorrendo o la SS16 ad est, oppure la SS7 ad ovest.



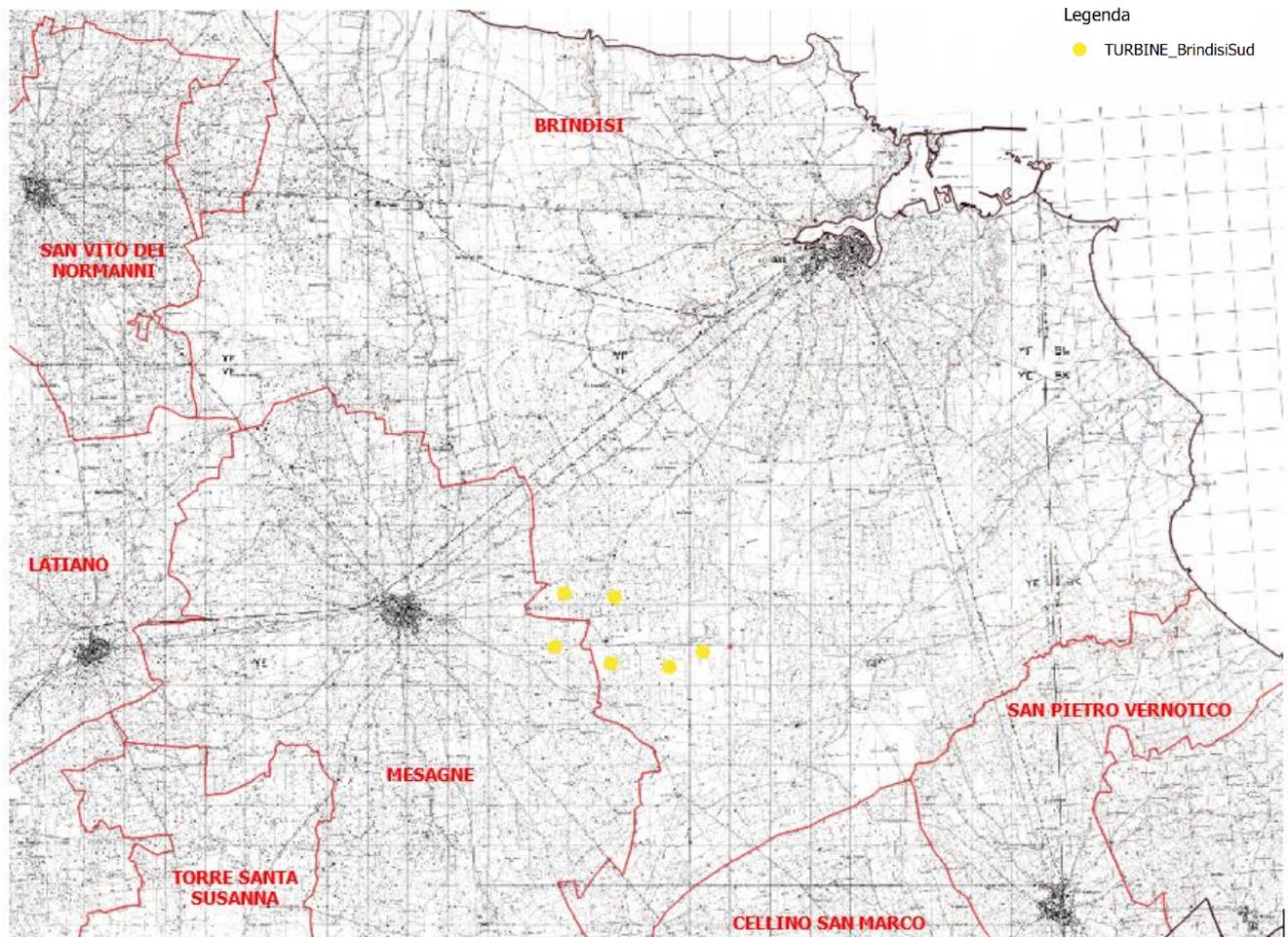


Figura 2-1: Inquadramento intervento di area vasta



Figura 2-2: Inquadramento intervento di area vasta con indicazione della viabilità extraurbana—
fonte Google



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

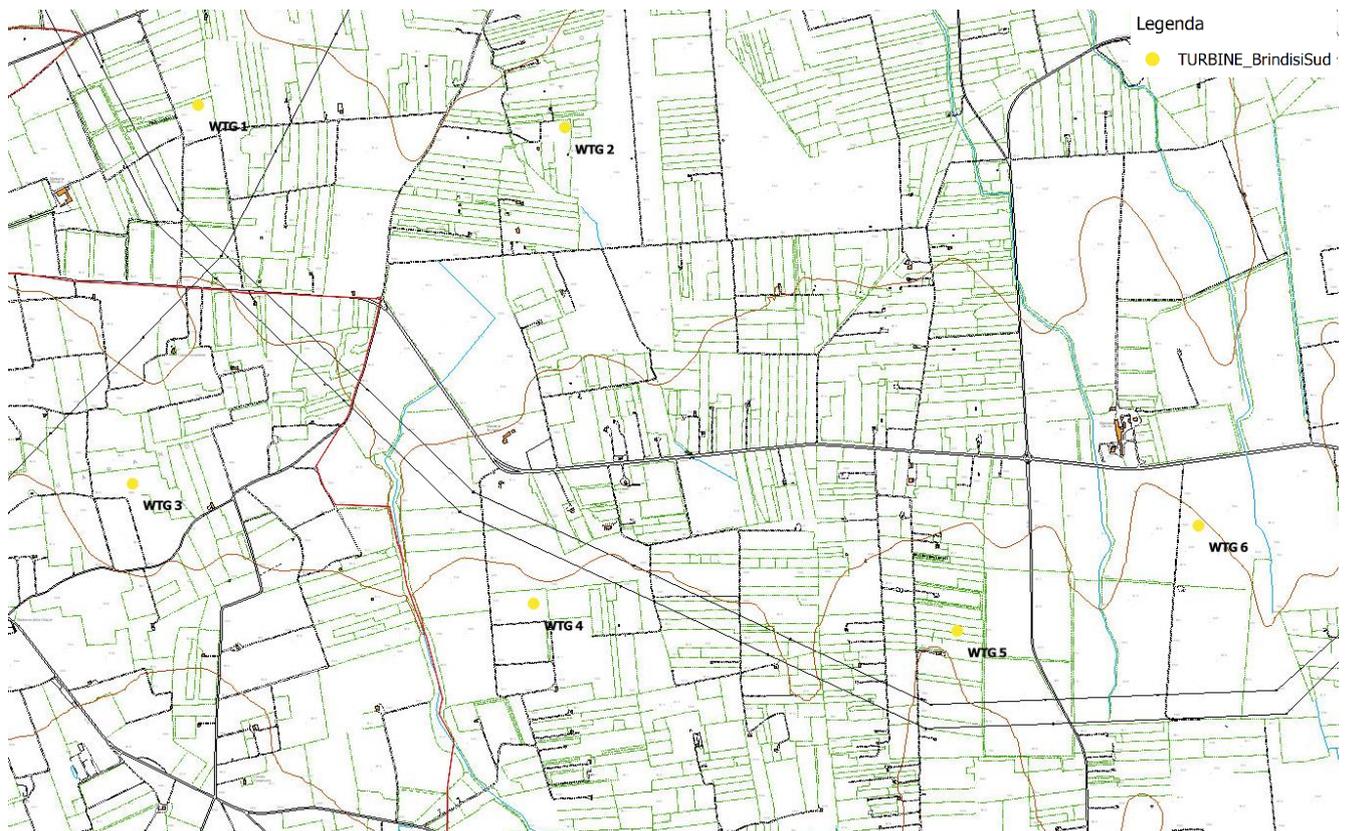


Figura 2-3: Area di intervento su base CTR



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

L'ubicazione degli aerogeneratori e delle infrastrutture necessarie è stata evidenziata sugli stralci planimetrici degli elaborati progettuali.

Tali aerogeneratori, collegati in gruppi, convoglieranno l'energia elettrica prodotta alla Sottostazione Elettrica utente da ubicarsi nel territorio comunale di Brindisi in prossimità della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud", nel Comune di Brindisi.

Gli interventi per l'installazione dei singoli aerogeneratori sono analoghi per le diverse aree; pertanto, di seguito saranno descritte le tipologie standard previste in progetto.

Le coordinate geografiche nel sistema UTM (WGS84; Fuso 33) e le relative quote altimetriche ove sono posizionati gli aerogeneratori sono le seguenti:

ID TURBINA	UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)	Quote altimetriche m s.l.m.
WTG01	741847 m E	4494071 m N	51
WTG02	743111 m E	4493991 m N	52
WTG03	741619 m E	4492754 m N	57
WTG04	743003 m E	4492335 m N	60
WTG05	744466 m E	4492242 m N	63
WTG06	745299 m E	4492608 m N	60

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico e la Sottostazione elettrica interessano i territori comunali di Brindisi e Mesagne (BR).

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
WTG01	BRINDISI	143	54, 145, 146, 147, 134, 135
		144	1, 77
WTG02	BRINDISI	146	119, 39, 37, 44, 50, 46, 36, 52, 51, 53, 137
		156	40, 49, 50, 48, 47, 80
WTG03	MESAGNE	57	76, 77, 52, 54, 45, 15
		59	93, 20, 79, 68, 95, 72, 105, 77, 116, 115, 50, 73, 25, 80, 53
WTG04	BRINDISI	172	42, 17, 15, 9, 10, 38, 37, 4, 87, 3
WTG05	BRINDISI	173	22, 21, 20, 19, 17, 163, 8, 7, 236, 240, 164, 237, 241
		177	30, 31, 47, 95, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 429
WTG06	BRINDISI	177	382, 384



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **AEI WIND PROJECT I Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato
"CE Brindisi Sud" costituito da 6 turbine con una potenza complessiva di 36
MW e relative opere di connessione alla R.T.N..

STAZIONE ELETTRICA UTENTE 36kV	BRINDISI	177	105, 352, 415
--------------------------------------	----------	-----	---------------



3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ

Il presente capitolo riporta le conclusioni indicate nello Studio anemologico e di producibilità allegato al progetto definitivo.

Lo studio prevede inizialmente l'elaborazione dei dati acquisiti da stazioni di misura della velocità e direzione vento posizionate in prossimità del sito, preceduta da eventuali operazioni di filtraggio per l'esclusione di valori non ammissibili.

Per la valutazione di producibilità è stato indicato l'aerogeneratore **Siemens Gamesa SG6.0-170 MW con potenza nominale di 6 MW.**

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 BRINDISI.

Tipo di Turbina	Numero di Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 6 MW	6	36	120.222,5	38,09	3.339,46

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

Nella tabella che segue sono sintetizzati i valori delle principali perdite sopramenzionate per il parco eolico CE BRINDISI.

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	1
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

Figura 3-1: Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE BRINDISI

Nella tabella di seguito riportata, è stata riportata una sintesi dei risultati annuali di produzione CE BRINDISI stimati da Furow per un periodo di tempo annuale.

L'energia annua generata dalle 6 turbine eoliche Gamesa G170 6 MW sarà di 120.220,5MWh/anno. e 3.339,46 ore equivalenti.

Capacità del parco (MW)	36
Numero di turbine	6
Produzione lorda [MWh/anno]	135.164,3
Perdite per scia (%)	2,56
Perdite elettriche (%)	3,99
Perdite per rendimento dell'aerogeneratore (%)	1,1979
Perdite per indisponibilità (%)	3,72
Perdite per degradazione (%)	1,1
Produzione netta [MWh/anno]	120.220,5
Fattore di impianto netto(%)	38,09
Ore equivalenti [h/anno]	3339,46

Figura 3-2: Stima della produzione energetica del parco CE BRINDISI con 6 turbine G170 6 MW a 135 m



4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

Il layout dell'impianto è costituito da 6 turbine eoliche tripala, ciascuna avente potenza di 6,0 MW, **diametro rotore pari a 170 m e altezza al mozzo di 135 metri.**

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

- **n° 6 aerogeneratori della potenza di 6 MW** (denominati "WTG 1-6") e delle rispettive piazzole di collegamento;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- nuova Stazione Elettrica Utente 36/30 Kv;
- collegamento in antenna a 36 kV su futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud"

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 sottostazione 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	6.0 MW
Numero di pale	3
Diametro rotore	170 m
Altezza del mozzo	135 m
Velocità del vento di cut-in	3 m/s
Velocità del vento di cut-out	25 m/s
Velocità del vento nominale	11.0 m/s
Generatore	Asincrono
Tensione	690 V

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.



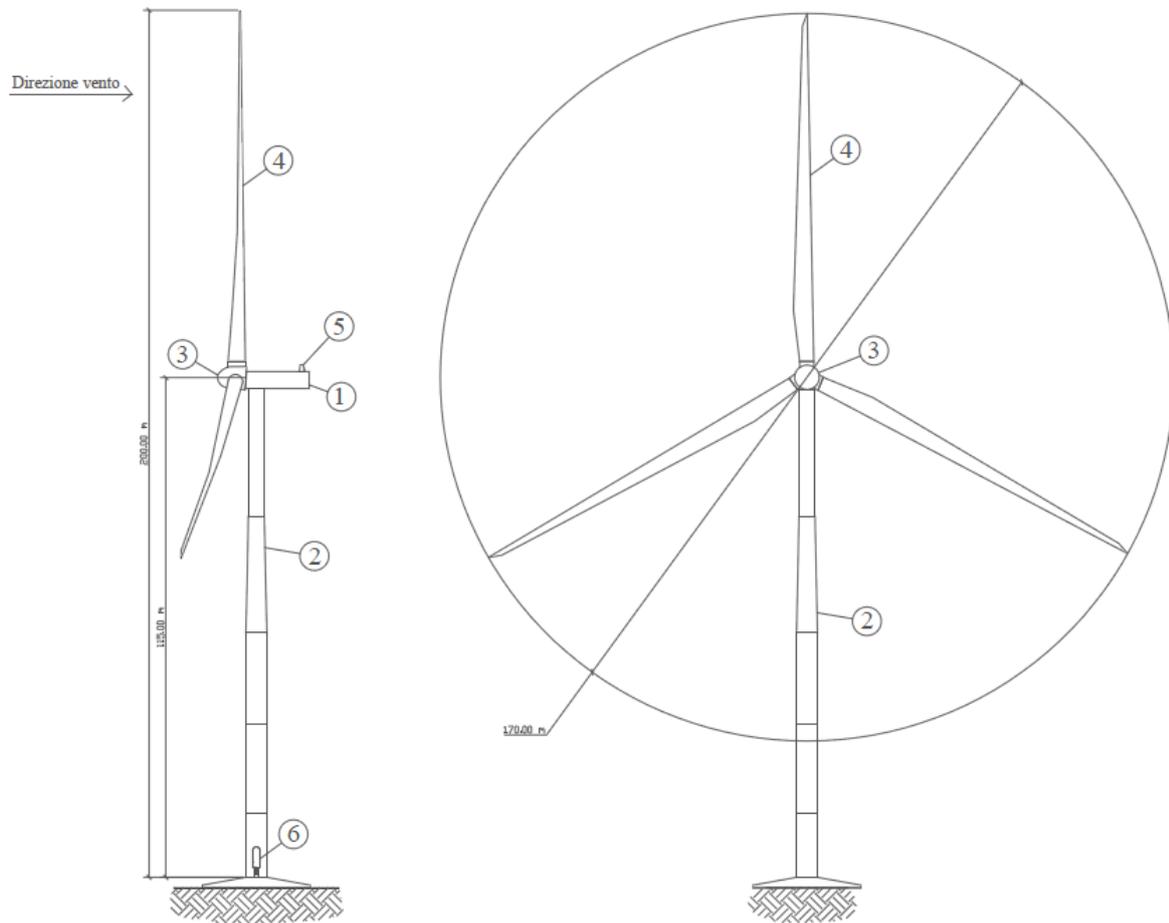


Figura 4-1: Struttura aerogeneratore

Per 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.

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.

Il dimensionamento delle fondazioni sarà effettuato in fase di progettazione esecutiva, ai fini di specifica istruttoria ai sensi delle NTC 2008 e ss.mm.ii., sulla base dei parametri geotecnici derivanti dalle prove in sito e di laboratorio su campioni indisturbati prelevati nel corso di appositi sondaggi.

La torre in acciaio dell'aerogeneratore, a sezione tubolare, verrà resa solidale alla fondazione mediante un collegamento flangiato con una gabbia circolare di tirafondi in acciaio inglobati nel dado di fondazione all'atto del getto.

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; particolare attenzione è stata posta agli sbancamenti delle aree, riducendo al minimo le movimentazioni dei terreni. Quanto sopra in considerazione del fatto che le aree



interessate dalle piazzole sono pianeggianti. Le piazzole sono poste il più possibile in prossimità della viabilità esistente (in ogni caso tenendo conto dell'orografia del terreno).

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 6 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).

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono dell'ordine dei 4000 m² complessivi, e suddivisi in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2kg/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, di dimensioni pari a 29x18 m, 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.



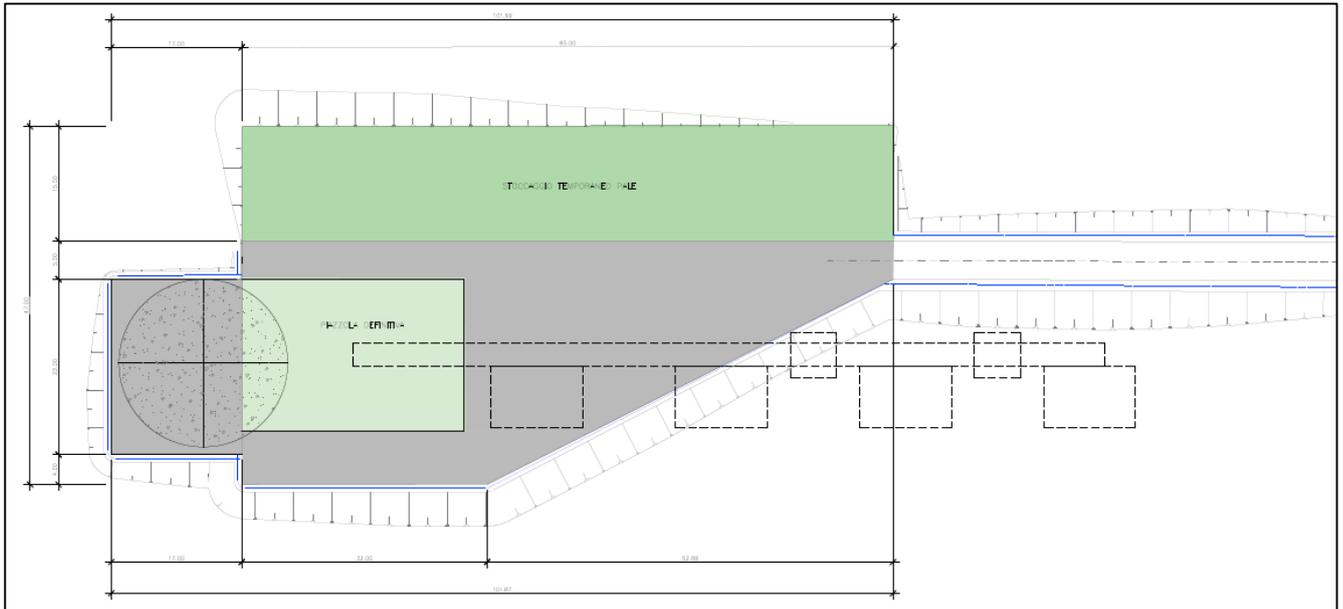


Figura 4-2: Piazzola tipo e viabilità di accesso

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, cercherà 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.

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'individuazioni dei differenti tratti interessati da ammodernamento, così come la localizzazione di eventuali attività di raccordo previsti, si rimanda al progetto definitivo.

4.5. Cavidotti

Ciascun aerogeneratore è dotato di un proprio trasformatore, installato alla base della torre, che consente di elevare l'energia prodotta dalla rotazione della pale da 690V a 30kV; dal quadro di media tensione a 30kV posto in prossimità dell'ingresso della torre avviene dunque il trasporto dell'energia verso la sottostazione utente.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante una rete interrata di cavi elettrici MT 30kV; lo schema proposto per il collegamento degli aerogeneratori viene effettuato in funzione della disposizione degli stessi, dell'orografia del territorio e della viabilità interna del parco.

Il percorso dei cavi elettrici che collegano gli aerogeneratori alla Sottostazione MT/AT seguirà, per quanto possibile, la viabilità esistente.

È inoltre prevista la realizzazione di nuove strade per l'accesso agli aerogeneratori ove saranno collocati i relativi cavidotti.

I cavi elettrici MT interrati saranno posati a ridosso o in mezzera alle strade sterrate e a lato strada per il cavidotto interno parco eolico, ad una profondità di 1,20 m circa, come previsto dalla normativa vigente.

Il tracciato è stato studiato in conformità con quanto previsto dall'art. 121 del R.D. 1775/1933, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati, e progettato in modo da arrecare il minor pregiudizio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni limitrofe. Il tracciato del cavidotto è stato scelto in modo da essere il più breve possibile così da avere un basso impatto ambientale e allo stesso tempo minimizzare le possibili interferenze presenti lungo il percorso.

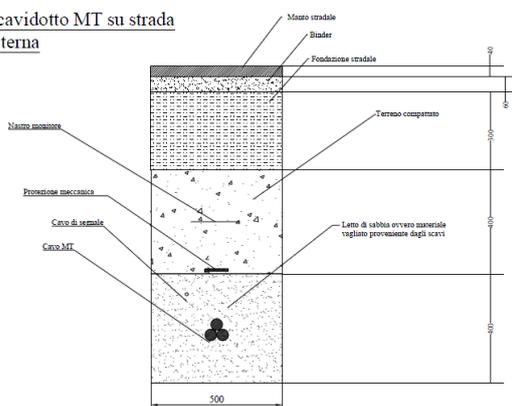
La tabella seguente indica le lunghezze dei cavidotti interrati, suddivisa per viabilità di accesso alle varie turbine ed il tratto su SP81 sino alla Stazione Elettrica Utente.



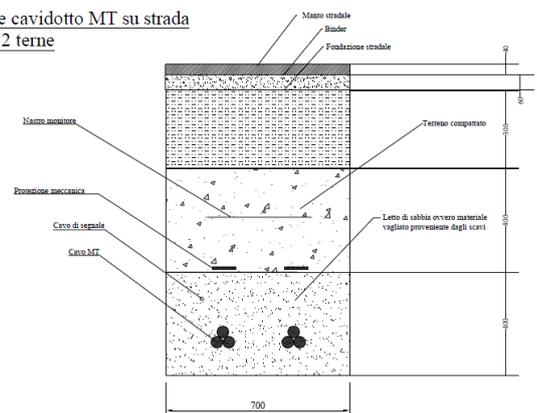
CAVIDOTTO MT INTERRATO	LUNGHEZZA
WTG01	687 mt
WTG02	1.721 mt
WTG03	1.037 mt
WTG04	740 mt
WTG05	877 mt
WTG06	229 mt
TRATTO SP81	4.422 mt
Tot	9.713 mt

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, così come riportato nell'Elaborato Grafico EP20_Sezioni tipo strade e cavidotti.

Particolare cavidotto MT su strada asfaltata - 1 terne



Particolare cavidotto MT su strada asfaltata - 2 terne



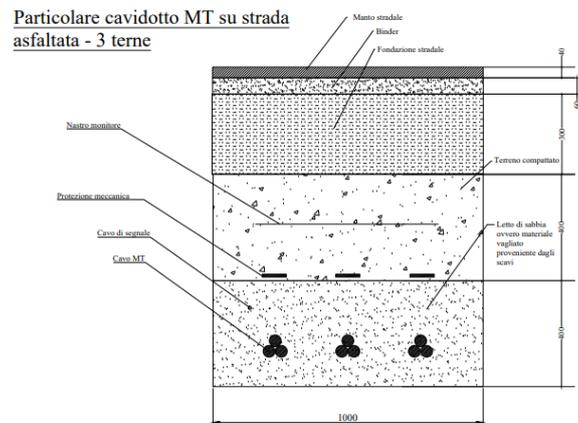


Figura 4-3: Sezione tipo cavidotto su strada asfaltata

La connessione tra la sottostazione utente e la Stazione Elettrica Terna avverrà attraverso un cavidotto AT di lunghezza pari a circa 250 m.

Per il superamento delle interferenze (attraversamenti in corrispondenza di corsi d'acqua, autostrade e ferrovie) sono state scelte due tipologie: con opere di staffaggio sul lato di valle degli attraversamenti esistenti, ponti realizzati su canali sagomati a sezione trapezia; con la trivellazione orizzontale controllata - T.O.C. (per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato PR06_Studio di compatibilità idraulica).

La scelta della tecnica della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) permette di evitare interferenze sul regime idraulico e di limitare l'impatto ambientale; in prossimità del reticolo idrografico il cavidotto elettrico verrà posto alla profondità di minimo cm 150 dal piano stradale e spinto oltre il reticolo con la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.).



FIG 1 Sistema di trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.).

Tale tecnica consente di posare, per mezzo della perforazione orizzontale controllata, linee di servizio sotto ostacoli quali strade, fiumi e torrenti, edifici e autostrade, con scarso o nessun impatto sulla superficie.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare il percorso della trivellazione e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

L'esecuzione della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) consta essenzialmente di due fasi di lavoro:

- In una prima fase, dopo aver piazzato la macchina perforatrice, si realizza un foro pilota, infilando nel terreno, mediante spinta e rotazione, una successione di aste che guidate opportunamente dalla testa, crea un percorso sotterraneo che va da un pozzetto di partenza a quello di arrivo;

- nella seconda fase si prevede che il recupero delle aste venga sfruttato per portarsi dietro un alesatore che, opportunamente avvitato al posto della testa, ruotando con le aste genera il foro del diametro voluto ($\varphi = 200 \div 500\text{mm}$). Insieme all'alesatore, o successivamente, vengono posati in opera i tubi camicia che ospiteranno il cavidotto. Infine si effettuerà il riempimento delle tubazioni con bentonite.



FIG 2 Schema della fase di realizzazione del foro pilota

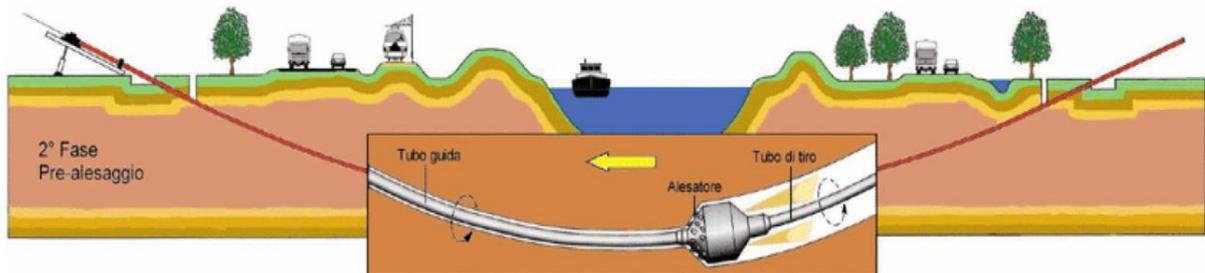


FIG 3 Schema della fase di trivellazione di allargamento del perforo.

Il tracciato realizzato mediante tale tecnica consente in genere, salvo casi particolari, inclinazioni dell'ordine dei 12÷15 gradi.

4.6. Soluzione di connessione

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202200677, prevede la realizzazione 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, collegato in antenna a 36 kV su futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud", nel comune di Brindisi.

L'ubicazione della sottostazione di trasformazione è prevista nel Comune di Brindisi, in un'area catastalmente identificata dal fg.177 p.la 105 adiacente alla Stazione Elettrica RTN.

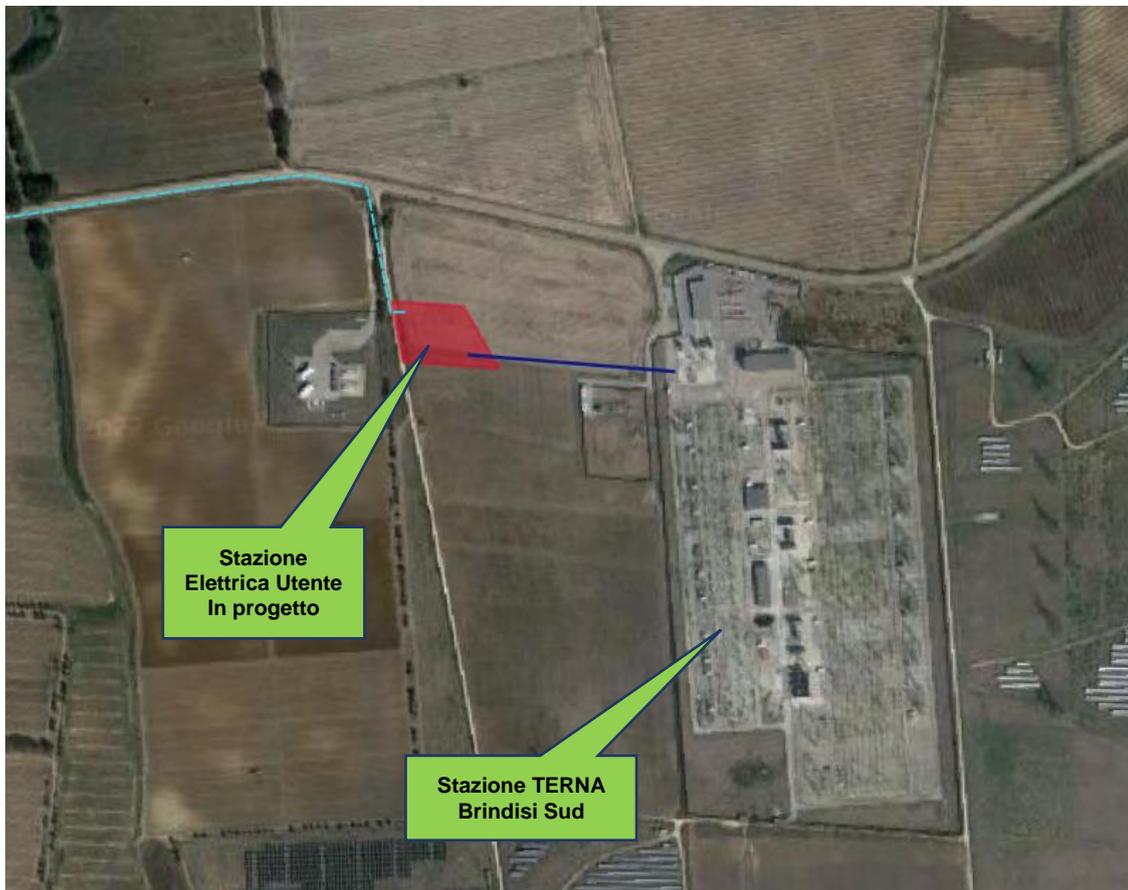


Figura 4-4: Ortofoto area di futura Stazione elettrica utente adiacente alla Stazione Terna "Brindisi Sud"



Figura 4-5: Foto dell'area di futura Stazione elettrica utente

4.7. Sottostazione utente di connessione alla RTN

Il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di una stazione di utenza di trasformazione e consegna, avente il duplice compito di innalzare la tensione dell'energia prodotta da 30 a 36 kV, nonché di ospitare i dispositivi elettromeccanici di consegna, mediante i quali viene regolata l'immissione in rete dell'energia e viene protetto l'impianto.

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 e il Quadro di Alta tensione a 36 kV;
- 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.

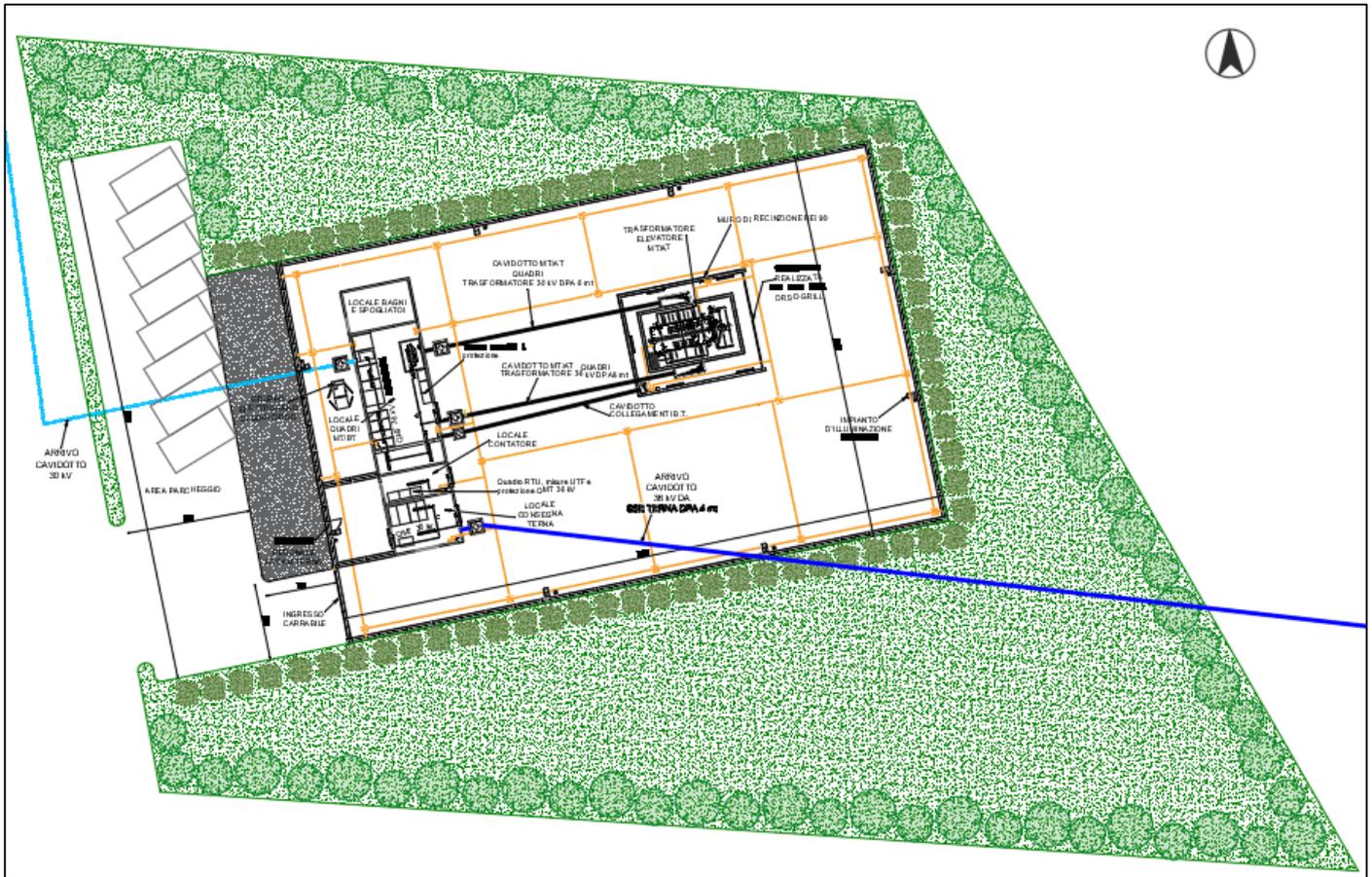


Figura 4-6: Stazione elettrica utente – schema planimetrico

4.8. Tipologia cavi

Per la connessione dell'impianto sono state ipotizzate 3 linee MT, facenti capo alle WTG.

È stato scelto come tipologia di cavo ARE4H5EX unipolare 18/30 kV, che presenta le seguenti caratteristiche:

Tipologia cavo	<i>Unipolare</i>
Tensione nominale	<i>30 kV</i>
Anima	<i>Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio</i>
Semiconduttivo interno	<i>Mescola estrusa</i>
Isolante	<i>Mescola di polietilene reticolato</i>
Semiconduttivo esterno	<i>Mescola estrusa</i>
Guaina	<i>Polietilene</i>

Alcuni aerogeneratori (vedi schema unifilare MT) saranno raggruppati e collegati in entra-esce, pertanto un unico cavidotto cumulerà l'energia prodotta come riportato nella seguente tabella che riassume anche la sezione dei conduttori che saranno posati nel medesimo scavo, con la posa a trifoglio in trincea.

TRATTO	TIPO DI CAVO 18/30 kV	SEZIONE [mm²]	LUNGHEZZA LINEA [m]
WTG 03-01	ARE4H5EX	120	1.810
WTG 01-SSE	ARE4H5EX	150	5.110
WTG 02-04	ARE4H5EX	120	3.120
WTG 04-SSE	ARE4H5EX	150	3.810
WTG 05-06	ARE4H5EX	120	2.235
WTG 06-SSE	ARE4H5EX	150	840
L1-SSE-Cabina MT/AT	ARE4H5EX	2x300	250



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.

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 Elettrica Utente in particolare.

Per tutti i quantitativi di oli saranno assicurati i trattamenti adeguati e lo smaltimento presso centro del CONOU Consorzio Nazionale per la Gestione, raccolta e trattamento degli Oli Minerali Usati in ottemperanza al 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, un flusso operativo schematizzabile nelle seguenti 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 6 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 secondo mese, e per una durata di circa 4 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 cinque 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 4 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.

Quindi il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 10 mesi dall'inizio dei lavori alla entrata in esercizio dell'impianto. Considerando che la fase di progettazione esecutiva si avvierà sei mesi prima dell'apertura del cantiere possiamo considerare 12 mesi come durata effettiva delle attività lavorative (senza considerare la attività di progettazione già svolta per la presentazione del presente progetto che ha richiesto circa 10 mesi di attività ed altre unità lavorative).

Le attività lavorative nelle fasi di costruzione possono essere sviluppate così come riportato nella tabella sottostante riportante il cronoprogramma dei lavori:



CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITA' LAVORATIVE											
n.	Attività	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10
1	Accantieramenti										
2	Realizz. ed adeguamento strade, realizzazione piazzole										
3	Realizzazione fondazioni										
4	Realizzazione cavidotti MT ed AT e ripristino										
5	Realizzazione sottostazione (opera civili ed elettriche)										
6	Trasporto e Montaggio Aerogeneratori										
7	Opere RTN										
8	Ripristino, avviamento e collaudo										

I tempi di realizzazione dell'opera potranno essere prorogati qualora l'iter autorizzativo richieda tempi più lunghi di quanto sopra previsto.

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.



Un impianto eolico produce 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.

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 36 MW (6 aerogeneratori di potenza pari a 6 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in **120,2 GWh/anno**, corrispondente a **3339 ore equivalenti** (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato).



Il costo dell'impianto (per 6 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 39.293.494,17, 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 per 20 anni) o comunque qualsiasi altra forma di remunerazione dell'energia che sarà vigente nel periodo dell'entrata in esercizio. Al momento non si conoscono i costi della remunerazione della vendita dell'energia che potranno verificarsi in corrispondenza dell'entrata in esercizio dell'impianto; in questo momento storico i ricavi sono ben superiori ai 70 €/MWh, che vengono considerati a vantaggio di sicurezza. Dal 21° anno in poi è stata considerata una tariffa pari a 45 €/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)	Ore equivalenti nette (h)
Siemens Gamesa Renewable Energy SG-170	6	36	120.222,5	3.339,46

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	€ 39.293.494,17
Equity (20%)	€ 7.858.698,83
Debito bancario (80%)	€ 31.434.795,34

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



Dati input				
Importo da finanziare	€ 31.434.795,34			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 31.434.795,34
1	€ 3.158.005,00	€ 2.214.961,14	€ 943.043,86	€ 29.219.834,20
2	€ 3.158.005,00	€ 2.281.409,97	€ 876.595,03	€ 26.938.424,22
3	€ 3.158.005,00	€ 2.349.852,27	€ 808.152,73	€ 24.588.571,95
4	€ 3.158.005,00	€ 2.420.347,84	€ 737.657,16	€ 22.168.224,11
5	€ 3.158.005,00	€ 2.492.958,28	€ 665.046,72	€ 19.675.265,83
6	€ 3.158.005,00	€ 2.567.747,03	€ 590.257,97	€ 17.107.518,81
7	€ 3.158.005,00	€ 2.644.779,44	€ 513.225,56	€ 14.462.739,37
8	€ 3.158.005,00	€ 2.724.122,82	€ 433.882,18	€ 11.738.616,55
9	€ 3.158.005,00	€ 2.805.846,50	€ 352.158,50	€ 8.932.770,05
10	€ 3.158.005,00	€ 2.890.021,90	€ 267.983,10	€ 6.042.748,15
11	€ 3.158.005,00	€ 2.976.722,56	€ 181.282,44	€ 3.066.025,59
12	€ 3.158.005,00	€ 3.066.024,23	€ 91.980,77	€ 1,36

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	€ 785.869,88
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 589.402,41
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 589.402,41
Assicurazione	€ 785.869,88
IMU + diritto di superficie	€ 150.000,00
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 € 68.655.890;

TIR 18,35%.

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	€ 8.415.575,00	€ 8.541.808,63	€ 8.669.935,75	€ 8.799.984,79	€ 8.931.984,56
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 8.415.575,00	€ 8.541.808,63	€ 8.669.935,75	€ 8.799.984,79	€ 8.931.984,56
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 785.869,88	€ 797.657,93	€ 809.622,80	€ 821.767,14	€ 834.093,65
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 785.869,88	€ 797.657,93	€ 809.622,80	€ 821.767,14	€ 834.093,65
IMU + diritto di superficie	€ 150.000,00	€ 152.250,00	€ 154.533,75	€ 156.851,76	€ 159.204,53
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)	€ 7.858.698,83	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 9.780.438,60	€ 1.950.565,86	€ 1.979.824,35	€ 2.009.521,72	€ 2.039.664,54
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2.214.961,14	€ 2.281.409,97	€ 2.349.852,27	€ 2.420.347,84	€ 2.492.958,28
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 11.995.399,74	€ 4.231.975,84	€ 4.329.676,62	€ 4.429.869,56	€ 4.532.622,82
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 3.579.824,74	€ 4.309.832,79	€ 4.340.259,13	€ 4.370.115,23	€ 4.399.361,74
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 943.043,86	€ 876.595,03	€ 808.152,73	€ 737.657,16	€ 665.046,72
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 4.522.868,60	€ 3.433.237,76	€ 3.532.106,40	€ 3.632.458,07	€ 3.734.315,02
Imposte e tasse (30%)	-€ 1.356.860,58	€ 1.029.971,33	€ 1.059.631,92	€ 1.089.737,42	€ 1.120.294,51
TOTALE IMPOSTE	-€ 1.356.860,58	€ 1.029.971,33	€ 1.059.631,92	€ 1.089.737,42	€ 1.120.294,51
UTILE NETTO	-€ 3.166.008,02	€ 2.403.266,43	€ 2.472.474,48	€ 2.542.720,65	€ 2.614.020,51



CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 9.065.964,33	€ 9.201.953,80	€ 9.339.983,10	€ 9.480.082,85	€ 9.622.284,09
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 9.065.964,33	€ 9.201.953,80	€ 9.339.983,10	€ 9.480.082,85	€ 9.622.284,09
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 846.605,05	€ 859.304,13	€ 872.193,69	€ 885.276,60	€ 898.555,75
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 589.402,41
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 846.605,05	€ 859.304,13	€ 872.193,69	€ 885.276,60	€ 898.555,75
IMU + diritto di superficie	€ 161.592,60	€ 164.016,49	€ 166.476,74	€ 168.973,89	€ 171.508,50
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	€ 2.070.259,51	€ 2.101.313,40	€ 2.132.833,10	€ 2.164.825,60	€ 2.786.700,40
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2.567.747,03	€ 2.644.779,44	€ 2.724.122,82	€ 2.805.846,50	€ 2.890.021,90
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 4.638.006,54	€ 4.746.092,84	€ 4.856.955,92	€ 4.970.672,10	€ 5.676.722,30
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 4.427.957,80	€ 4.455.860,96	€ 4.483.027,18	€ 4.509.410,75	€ 3.945.561,80
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 590.257,97	€ 513.225,56	€ 433.882,18	€ 352.158,50	€ 267.983,10
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 3.837.699,82	€ 3.942.635,39	€ 4.049.145,00	€ 4.157.252,25	€ 3.677.578,69
Imposte e tasse (30%)	€ 1.151.309,95	€ 1.182.790,62	€ 1.214.743,50	€ 1.247.175,67	€ 1.103.273,61
TOTALE IMPOSTE	€ 1.151.309,95	€ 1.182.790,62	€ 1.214.743,50	€ 1.247.175,67	€ 1.103.273,61
UTILE NETTO	€ 2.686.389,87	€ 2.759.844,78	€ 2.834.401,50	€ 2.910.076,57	€ 2.574.305,09



CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 9.766.618,35	€ 9.913.117,63	€ 10.061.814,39	€ 10.212.741,61	€ 10.365.932,73
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 9.766.618,35	€ 9.913.117,63	€ 10.061.814,39	€ 10.212.741,61	€ 10.365.932,73
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 912.034,08	€ 925.714,59	€ 939.600,31	€ 953.694,32	€ 967.999,73
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 589.402,41
Assicurazione	€ 912.034,08	€ 925.714,59	€ 939.600,31	€ 953.694,32	€ 967.999,73
IMU + diritto di superficie	€ 174.081,12	€ 176.692,34	€ 179.342,73	€ 182.032,87	€ 184.763,36
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	€ 2.230.257,45	€ 2.263.711,32	€ 2.297.666,99	€ 2.332.131,99	€ 2.956.516,38
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2.976.722,56	€ 3.066.024,23	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 5.206.980,01	€ 5.329.735,55	€ 2.297.666,99	€ 2.332.131,99	€ 2.956.516,38
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 4.559.638,34	€ 4.583.382,08	€ 7.764.147,41	€ 7.880.609,62	€ 7.409.416,35
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 181.282,44	€ 91.980,77	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 4.378.355,90	€ 4.491.401,31	€ 7.764.147,41	€ 7.880.609,62	€ 7.409.416,35
Imposte e tasse (30%)	€ 1.313.506,77	€ 1.347.420,39	€ 2.329.244,22	€ 2.364.182,89	€ 2.222.824,91
TOTALE IMPOSTE	€ 1.313.506,77	€ 1.347.420,39	€ 2.329.244,22	€ 2.364.182,89	€ 2.222.824,91
UTILE NETTO	€ 3.064.849,13	€ 3.143.980,92	€ 5.434.903,19	€ 5.516.426,73	€ 5.186.591,45



CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 10.521.421,72	€ 10.679.243,05	€ 10.839.431,70	€ 11.002.023,17	€ 11.167.053,52
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 10.521.421,72	€ 10.679.243,05	€ 10.839.431,70	€ 11.002.023,17	€ 11.167.053,52
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 982.519,73	€ 997.257,52	€ 1.012.216,39	€ 1.027.399,63	€ 1.042.810,63
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 982.519,73	€ 997.257,52	€ 1.012.216,39	€ 1.027.399,63	€ 1.042.810,63
IMU + diritto di superficie	€ 187.534,81	€ 190.347,83	€ 193.203,05	€ 196.101,10	€ 199.042,61
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	€ 2.402.620,68	€ 2.438.659,99	€ 2.475.239,89	€ 2.512.368,49	€ 2.550.054,02
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2.402.620,68	€ 2.438.659,99	€ 2.475.239,89	€ 2.512.368,49	€ 2.550.054,02
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 8.118.801,04	€ 8.240.583,06	€ 8.364.191,81	€ 8.489.654,68	€ 8.616.999,50
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 8.118.801,04	€ 8.240.583,06	€ 8.364.191,81	€ 8.489.654,68	€ 8.616.999,50
Imposte e tasse (30%)	€ 2.435.640,31	€ 2.472.174,92	€ 2.509.257,54	€ 2.546.896,40	€ 2.585.099,85
TOTALE IMPOSTE	€ 2.435.640,31	€ 2.472.174,92	€ 2.509.257,54	€ 2.546.896,40	€ 2.585.099,85
UTILE NETTO	€ 5.683.160,73	€ 5.768.408,14	€ 5.854.934,26	€ 5.942.758,28	€ 6.031.899,65



CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 5.410.012,50	€ 5.491.162,69	€ 5.573.530,13	€ 5.657.133,08	€ 5.741.990,08
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 11.334.559,32	€ 11.504.577,71	€ 11.677.146,38	€ 11.852.303,57	€ 12.030.088,13
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1.058.452,79	€ 1.074.329,58	€ 1.090.444,52	€ 1.106.801,19	€ 1.123.403,21
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1.058.452,79	€ 1.074.329,58	€ 1.090.444,52	€ 1.106.801,19	€ 1.123.403,21
IMU + diritto di superficie	€ 202.028,25	€ 205.058,67	€ 208.134,55	€ 211.256,57	€ 214.425,42
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	€ 2.588.304,83	€ 2.627.129,40	€ 2.666.536,34	€ 2.706.534,38	€ 2.747.132,40
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2.588.304,83	€ 2.627.129,40	€ 2.666.536,34	€ 2.706.534,38	€ 2.747.132,40
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 8.746.254,50	€ 8.877.448,31	€ 9.010.610,04	€ 9.145.769,19	€ 9.282.955,73
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 8.746.254,50	€ 8.877.448,31	€ 9.010.610,04	€ 9.145.769,19	€ 9.282.955,73
Imposte e tasse (30%)	€ 2.623.876,35	€ 2.663.234,49	€ 2.703.183,01	€ 2.743.730,76	€ 2.784.886,72
TOTALE IMPOSTE	€ 2.623.876,35	€ 2.663.234,49	€ 2.703.183,01	€ 2.743.730,76	€ 2.784.886,72
UTILE NETTO	€ 6.122.378,15	€ 6.214.213,82	€ 6.307.427,03	€ 6.402.038,43	€ 6.498.069,01



CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 5.828.119,93	€ 5.915.541,73	€ 6.004.274,85	€ 6.094.338,97	€ 6.185.754,06
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 12.210.539,45	€ 12.393.697,54	€ 12.579.603,00	€ 12.768.297,05	€ 12.959.821,50
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1.140.254,26	€ 1.157.358,07	€ 1.174.718,44	€ 1.192.339,22	€ 1.210.224,31
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1.140.254,26	€ 1.157.358,07	€ 1.174.718,44	€ 1.192.339,22	€ 1.210.224,31
IMU + diritto di superficie	€ 217.641,80	€ 220.906,43	€ 224.220,03	€ 227.583,33	€ 230.997,08
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	€ 2.788.339,39	€ 2.830.164,48	€ 2.872.616,94	€ 2.915.706,20	€ 2.959.441,79
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2.788.339,39	€ 2.830.164,48	€ 2.872.616,94	€ 2.915.706,20	€ 2.959.441,79
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 9.422.200,06	€ 9.563.533,06	€ 9.706.986,06	€ 9.852.590,85	€ 10.000.379,71
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 9.422.200,06	€ 9.563.533,06	€ 9.706.986,06	€ 9.852.590,85	€ 10.000.379,71
Imposte e tasse (30%)	€ 2.826.660,02	€ 2.869.059,92	€ 2.912.095,82	€ 2.955.777,25	€ 3.000.113,91
TOTALE IMPOSTE	€ 2.826.660,02	€ 2.869.059,92	€ 2.912.095,82	€ 2.955.777,25	€ 3.000.113,91
UTILE NETTO	€ 6.595.540,04	€ 6.694.473,14	€ 6.794.890,24	€ 6.896.813,59	€ 7.000.265,80



EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11.500.000,00	
1	-€ 3.579.824,74	-€ 4.522.868,60	-€ 3.166.008,02	-€ 3.166.008,02
2	€ 4.309.832,79	€ 3.433.237,76	€ 2.403.266,43	-€ 762.741,59
3	€ 4.340.259,13	€ 3.532.106,40	€ 2.472.474,48	€ 4.875.740,92
4	€ 4.370.115,23	€ 3.632.458,07	€ 2.542.720,65	€ 5.015.195,13
5	€ 4.399.361,74	€ 3.734.315,02	€ 2.614.020,51	€ 5.156.741,17
6	€ 4.427.957,80	€ 3.837.699,82	€ 2.686.389,87	€ 5.300.410,39
7	€ 4.455.860,96	€ 3.942.635,39	€ 2.759.844,78	€ 5.446.234,65
8	€ 4.483.027,18	€ 4.049.145,00	€ 2.834.401,50	€ 5.594.246,27
9	€ 4.509.410,75	€ 4.157.252,25	€ 2.910.076,57	€ 5.744.478,07
10	€ 3.945.561,80	€ 3.677.578,69	€ 2.574.305,09	€ 5.484.381,66
11	€ 4.559.638,34	€ 4.378.355,90	€ 3.064.849,13	€ 5.639.154,22
12	€ 4.583.382,08	€ 4.491.401,31	€ 3.143.980,92	€ 6.208.830,05
13	€ 7.764.147,41	€ 7.764.147,41	€ 5.434.903,19	€ 8.578.884,10
14	€ 7.880.609,62	€ 7.880.609,62	€ 5.516.426,73	€ 10.951.329,92
15	€ 7.409.416,35	€ 7.409.416,35	€ 5.186.591,45	€ 10.703.018,18
16	€ 8.118.801,04	€ 8.118.801,04	€ 5.683.160,73	€ 10.869.752,18
17	€ 8.240.583,06	€ 8.240.583,06	€ 5.768.408,14	€ 11.451.568,87
18	€ 8.364.191,81	€ 8.364.191,81	€ 5.854.934,26	€ 11.623.342,41
19	€ 8.489.654,68	€ 8.489.654,68	€ 5.942.758,28	€ 11.797.692,54
20	€ 8.616.999,50	€ 8.616.999,50	€ 6.031.899,65	€ 11.974.657,93
21	€ 8.746.254,50	€ 8.746.254,50	€ 6.122.378,15	€ 12.154.277,80
22	€ 8.877.448,31	€ 8.877.448,31	€ 6.214.213,82	€ 12.336.591,97
23	€ 9.010.610,04	€ 9.010.610,04	€ 6.307.427,03	€ 12.521.640,85
24	€ 9.145.769,19	€ 9.145.769,19	€ 6.402.038,43	€ 12.709.465,46
25	€ 9.282.955,73	€ 9.282.955,73	€ 6.498.069,01	€ 12.900.107,44
26	€ 9.422.200,06	€ 9.422.200,06	€ 6.595.540,04	€ 13.093.609,05
27	€ 9.563.533,06	€ 9.563.533,06	€ 6.694.473,14	€ 13.290.013,19
28	€ 9.706.986,06	€ 9.706.986,06	€ 6.794.890,24	€ 13.489.363,39
29	€ 9.852.590,85	€ 9.852.590,85	€ 6.896.813,59	€ 13.691.703,84
30	€ 10.000.379,71	€ 10.000.379,71	€ 7.000.265,80	€ 13.897.079,39
	€ 203.297.714,03	€ 196.836.448,00	€ 137.785.513,60	



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.

È una procedura importante esplicitata nello Studio di Impatto Ambientale in quanto consente, in fase di redazione del progetto, di valutare le diverse soluzioni possibili ed apportare le giuste modifiche fino alla scelta della soluzione di progetto.

Come si avrà modo di spiegare e documentare nel corso del presente paragrafo, la fase della **valutazione delle alternative condotta dagli scriventi rappresenta un processo dinamico ed iterativo**, anche difficile da documentare in ogni singolo passaggio, che ha portato al **confronto qualitativo e quantitativo di diverse soluzioni fino alla definizione della soluzione di progetto del parco eolico** come **posizione delle turbine e piazzole, viabilità di accesso alle stesse, percorso del cavidotto, posizione della sottostazione e viabilità esterna di accesso al parco**.

Prima di entrare nel merito delle scelte, è opportuno classificare le alternative di progetto, che 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 e durante la stessa; tale processo, come detto, 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, si è partiti della scelta della macro area di impianto (Area Vasta), questa doveva rispondere ai requisiti di coerenza vincolistica e ambientale, ventosità, vicinanza alla stazione elettrica di connessione, viabilità di accesso, per diversi mesi è stata condotta una attività di micrositing durata un anno, nell'ambito della quale sono state valutate diverse posizioni delle turbine, diverse ipotesi di viabilità di accesso fino ad ottenere quella che ha soddisfatto tutti i criteri.

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

- Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati;
- Ambientali e vincolistici;
- Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici;
- Geologici ed idrogeologici;
- Idraulici;
- Topografici e dimensionali;



- Archeologici;
- Anemologici;
- Posizione della sottostazione Terna;
- Condivisione della progettualità con le amministrazioni locali;
- Costi economici.

Il processo di iter 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; come si avrà modo di dimostrare, sono stati privilegiati sempre gli aspetti ambientali anche a scapito di quelli economici in alcuni casi.**

È naturale che tale processo non può aver soddisfatto contemporaneamente tutte le componenti su indicate ma è stato necessario "pesarle" ottenendo la migliore soluzione in termini di benefici ambientali.

Come detto è stata riportata la soluzione finale di layout ma sono state provate diverse alternative di posizionamento delle turbine, risultate meno "performanti" della precedente.

Nella immagine seguente è riportato il **layout alternativo (Alternativa 1) di posizionamento e localizzazione delle turbine.**

Il confronto valutato da diversi tecnici, attraverso modifiche, spostamenti e varie soluzioni è riassunto con la seguente metodologia rapida visiva:

Simbolo	Descrizione
	Soluzione più vantaggiosa
	Soluzione peggiorativa
	Soluzione indifferente e paragonabile
	Effetti non valutabili



Una volta individuata l'area, sono state posizionate le turbine e sono state effettuate diverse soluzioni su posizione e viabilità interna di accesso alle stesse.

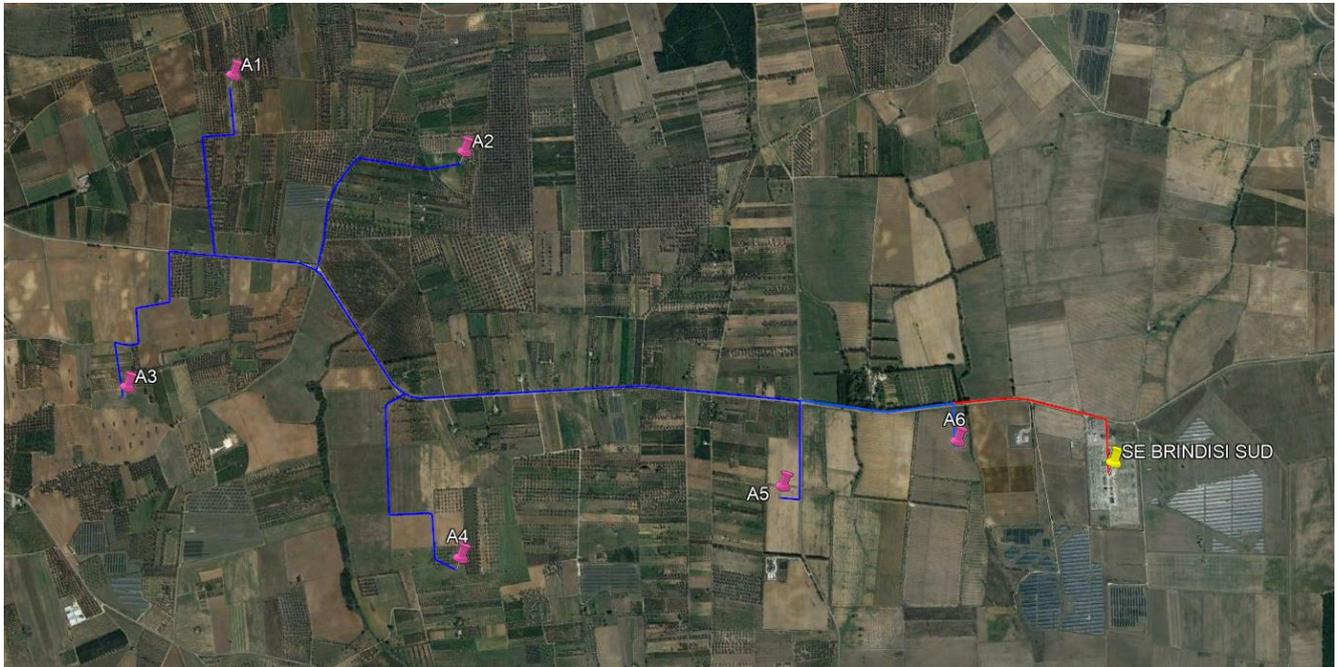


Figura 9-1: Soluzione di Layout iniziale

In seguito è stato valutato il layout individuato con i vincoli paesaggistici del territorio,

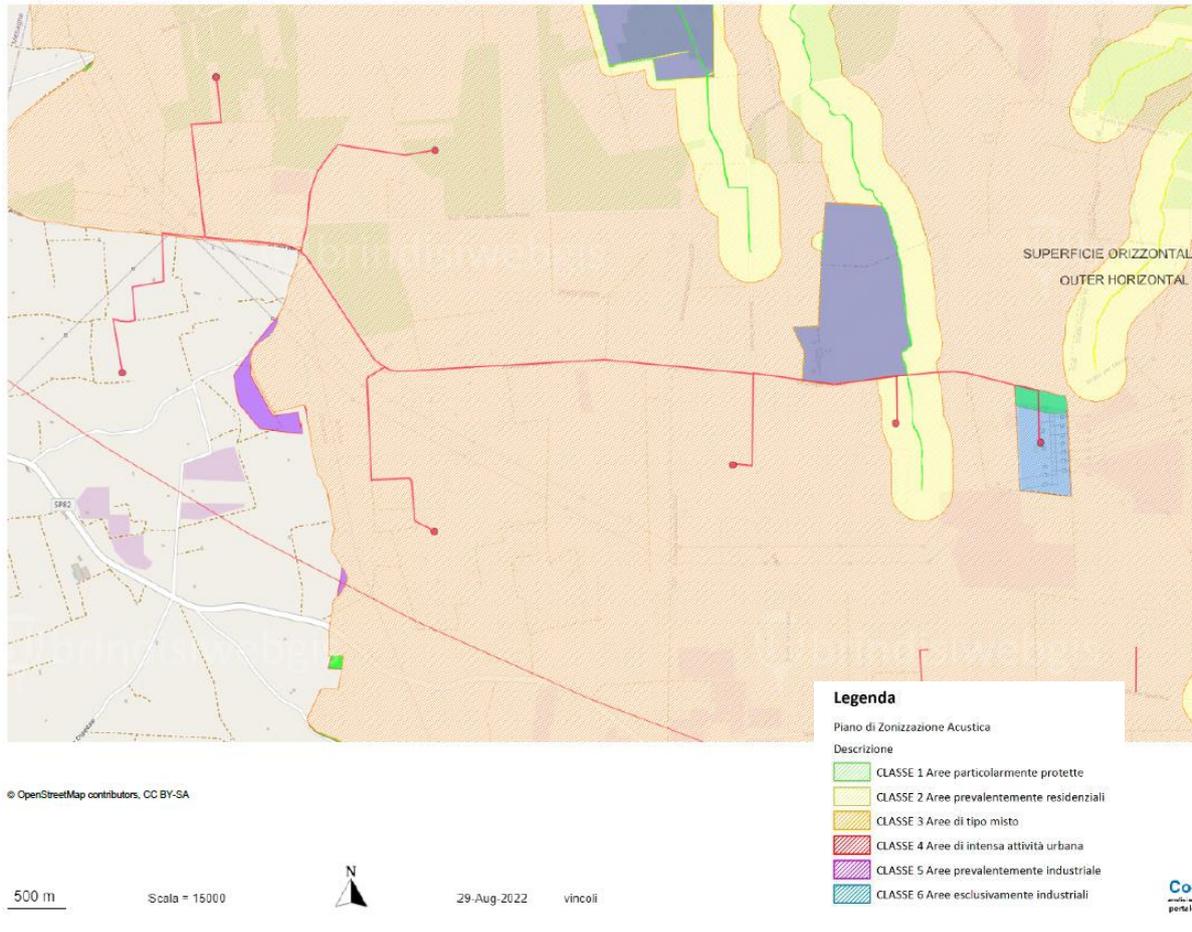
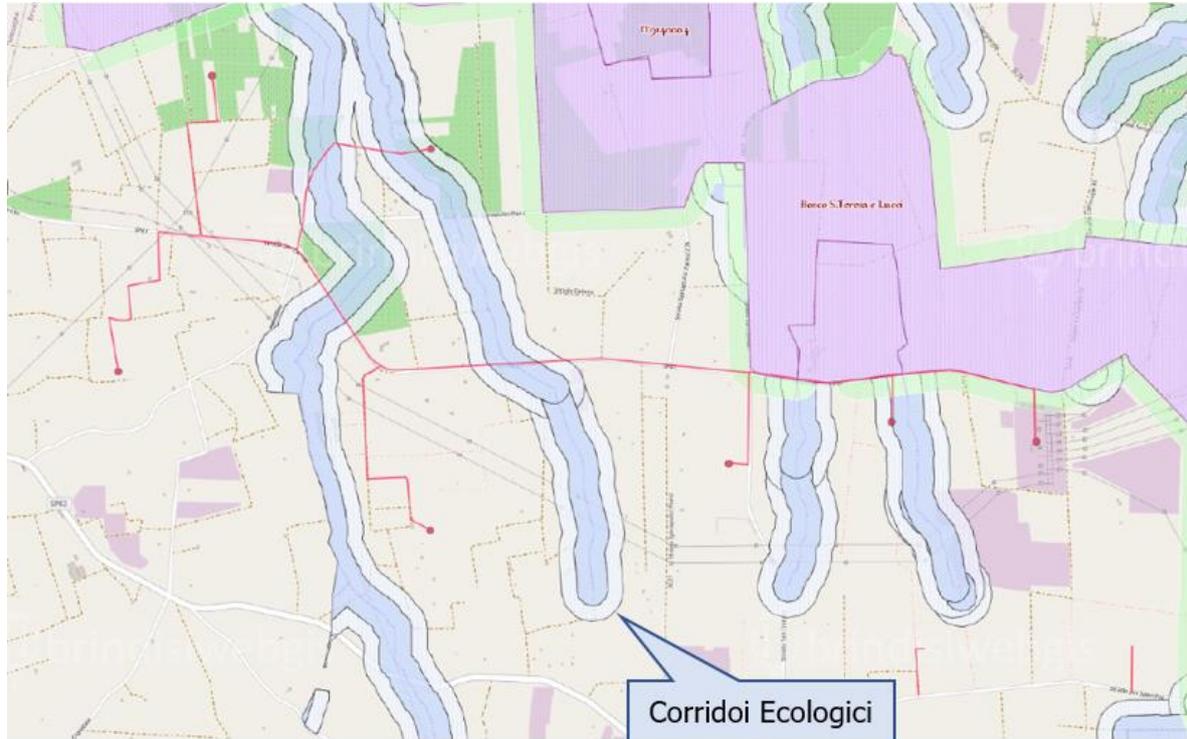


Figura 9-2: Soluzione di Layout iniziale con PRG del Comune di Brindisi



OpenStreetMap contributors, CC BY-SA

500 m

Scala = 15000



29-Aug-2022

corridoi ecologici



Figura 9-3: Soluzione di Layout iniziale con vincoli presenti nel PRG del Comune di Brindisi

Questa soluzione (**Alternativa 1**) ha evidenziato diverse problematiche.

In particolare, **la turbina 6**, era posizionata ad una distanza inferiore di 150 m da un corso d'acqua, rientrando in una fascia di rispetto ambientale (corridoio ecologico), per cui la turbina 6 è stata spostata sino ad avere una distanza di circa 200 m.

Rispetto alla posizione iniziale (indicata in verde) è stata valutata e opzionata nel progetto definitivo del layout una posizione finale (indicata in giallo) più slittata a ovest.



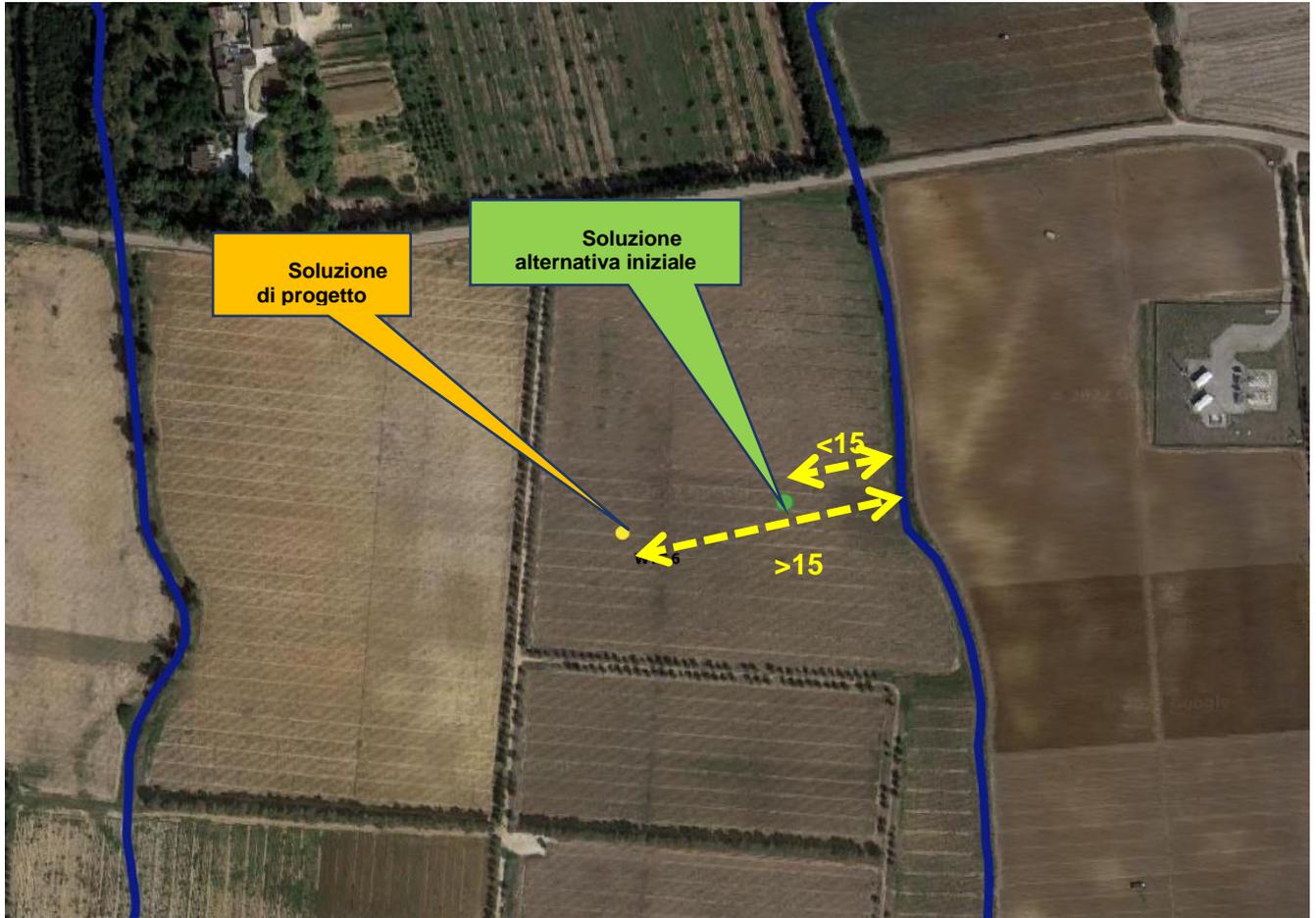


Figura 9-4: Analisi alternative della pozione Turbina denominata WTG06

La posizione indicata in verde è stata scartata per i seguenti motivi:

Analisi alternativa posizione Turbina WTG06			
Componenti	Soluzione progetto (cerchio giallo)	Soluzione alternativa (cerchio verde)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici	😊	😞	La soluzione alternativa rientrava in una fascia di rispetto ambientale (corridoio ecologico)
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	😊	😞	La soluzione alternativa avrebbe avuto eventuali



			impatti sulla componente floro-faunistica più prossima al corso d'acqua
Geologici ed idrogeologici			La soluzione alternativa avrebbe comportato eventuali modifiche al regime idraulico delle acque superficiali i
Idraulici			La soluzione alternativa avrebbe comportato eventuali modifiche al regime idraulico delle acque superficiali
Topografici, dimensionali e visivi			-
Archeologici			-
Anemologici			-
Costi			La soluzione alternativa avrebbe comportato maggiori costi per eliminare gli eventuali impatti sul regime idraulico
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Le stesse considerazioni sono state fatte sulla turbina WTG02, dove è presente un corridoio ecologico e dove a seguito della consultazione della carta Idrogeomorfologica, redatta dalla Regione Puglia, è emersa la presenza di un corso d'acqua a distanza inferiore di 150 m, dalla turbina.

Quindi è stata valutata una nuova posizione per la turbina WTG02.



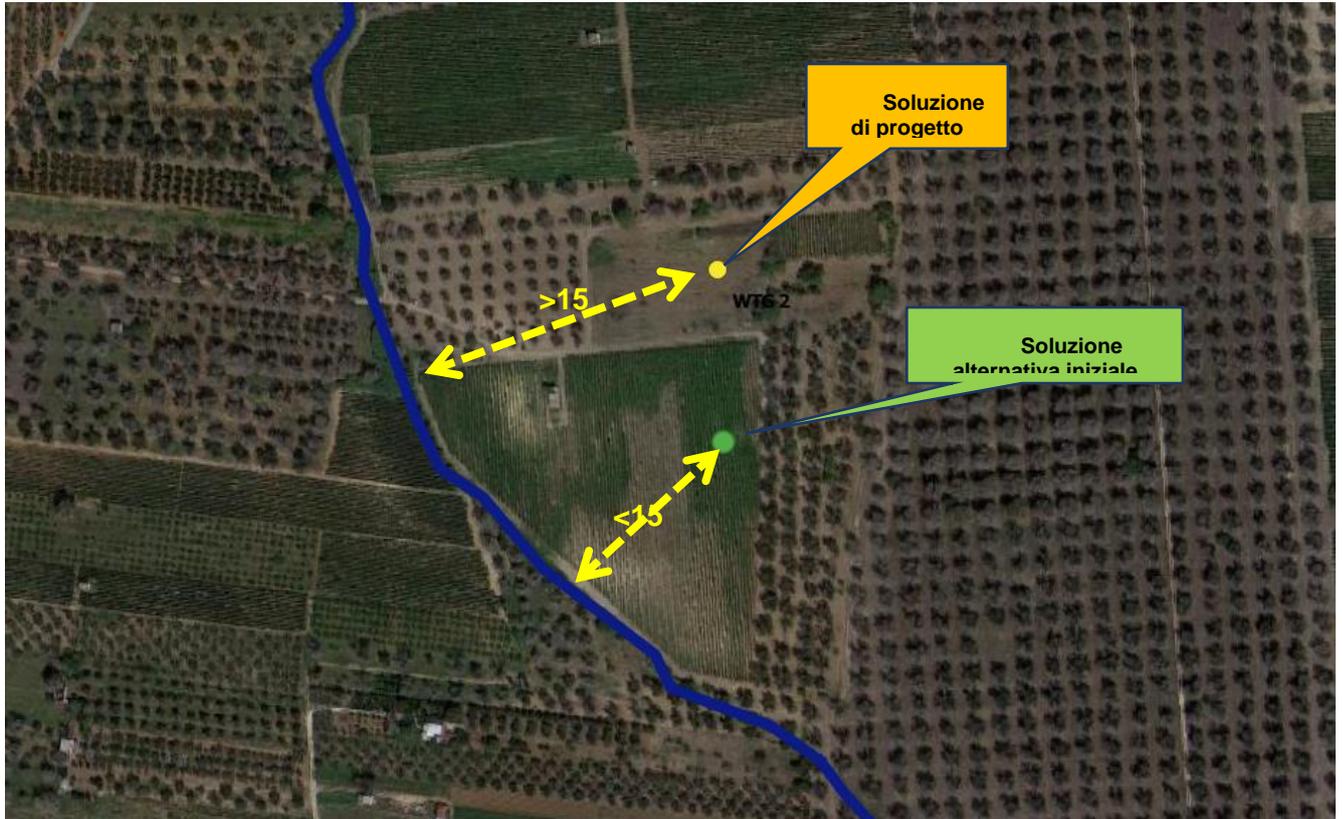


Figura 9-5: Analisi alternative della pozione Turbina denominata WTG02

La posizione indicata in verde è stata scartata per i seguenti motivi:

Analisi alternativa posizione Turbina WTG02			
Componenti	Soluzione progetto (cerchio giallo)	Soluzione alternativa (cerchio verde)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici	😊	😞	La soluzione alternativa rientrava in una fascia di rispetto ambientale (corridoio ecologico)
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	😊	😞	La soluzione alternativa avrebbe avuto eventuali impatti sulla componente flora-faunistica più prossima al corso



			d'acqua
Geologici ed idrogeologici			La soluzione alternativa avrebbe comportato eventuali modifiche al regime idraulico delle acque superficiali
Idraulici			La soluzione alternativa avrebbe comportato eventuali modifiche al regime idraulico delle acque superficiali
Topografici, dimensionali e visivi			-
Archeologici			-
Anemologici			-
Costi			La soluzione alternativa avrebbe comportato maggiori costi per quanto su detto
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa

Altro confronto è stato condotto per il posizionamento della **turbina WTG05**; in particolare, la turbina aveva una distanza <150m dalla SP80.

L'art. 7.2 del D.M 10/2010, indica come misura di mitigazione nell'analisi dei possibili incidenti che *la distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale deve essere superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.*

Per cui considerando che la turbina scelta per il parco in oggetto ha un'altezza totale di 220 m, si è localizzata la WTG05 ad una distanza di circa 250 m, superiore al limite indicato come misura di mitigazione.



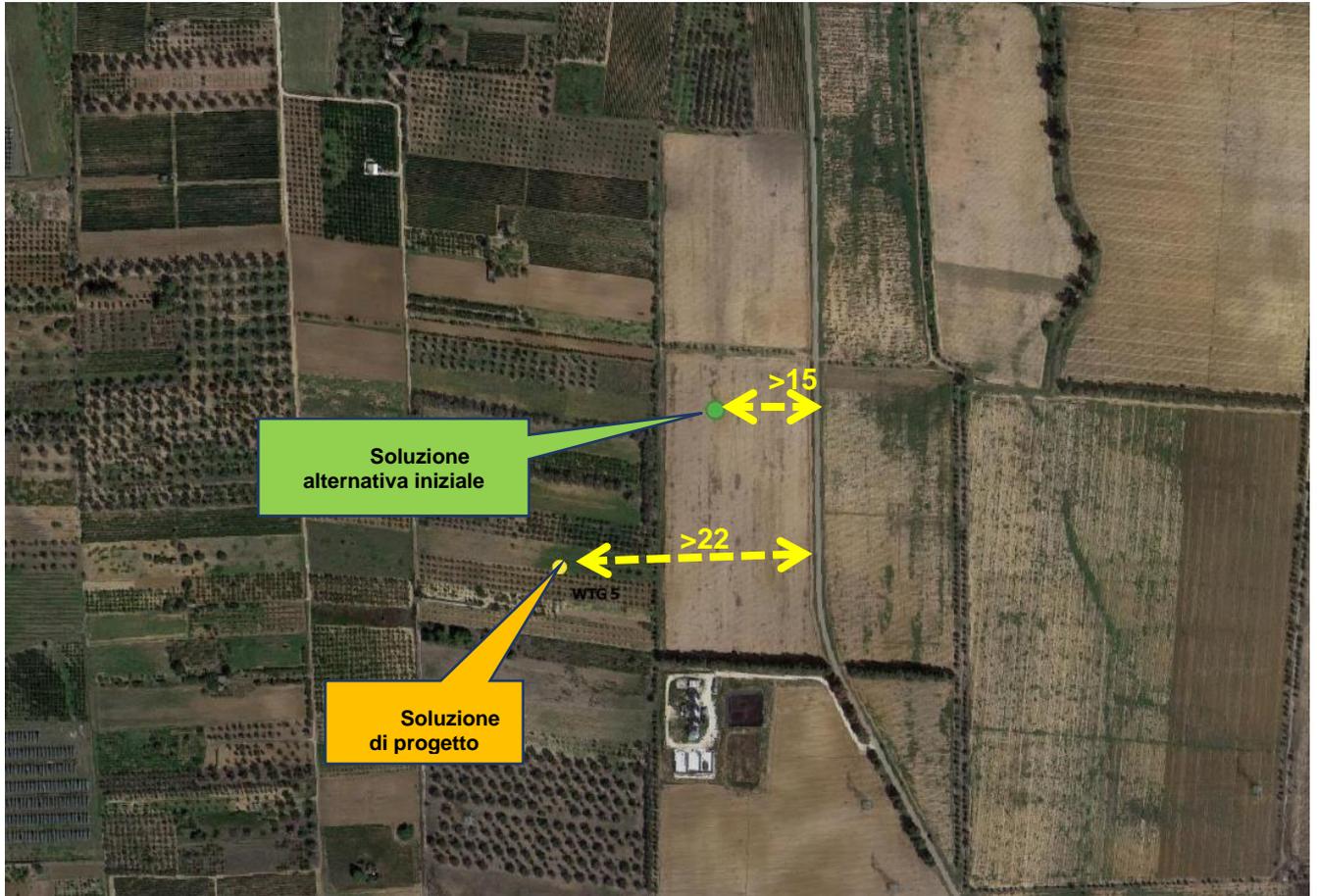


Figura 9-6: Analisi alternative della pozione Turbina denominata WTG05

La posizione indicata in verde è stata scartata per i seguenti motivi:

Analisi alternativa posizione Turbina WTG05			
Componenti	Soluzione progetto (cerchio giallo)	Percorso alternativo (cerchio verde)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici	☹️	☹️	-



Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici			-
Geologici ed idrogeologici			-
Idraulici			-
Topografici, dimensionali e visivi			La soluzione alternativa avrebbe potuto produrre rischi per la sicurezza pubblica dei fruitori della viabilità interessata.
Archeologici			-
Anemologici			-
Costi			-
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più sicura, eliminando eventuali rischi per la sicurezza pubblica

Altro confronto tra soluzioni alternative è stato effettuato nella definizione del **percorso del cavidotto interno**.

Premesso che il collegamento tra l'ultima turbina e la sottostazione non ha offerto grosse possibilità di scelta vista la vicinanza e la presenza della SP81 adiacente alla stazione Elettrica di Terna, mentre i percorsi delle singole turbine sino alla SP81, sono stati valutati sia cercando di rispettare le viabilità poderali già presenti e non interferendo con le eventuali emergenze ambientali presenti.

Per la turbina WTG03, il tracciato iniziale (percorso giallo) andava ad interferire con una emergenza idrogeomorfologica, precisamente con una conca graficizzata sulla Carta Idrogeomorfologica, per cui si è valutato un percorso alternativo (percorso celeste), ritenuto più idoneo. Di seguito si riporta il confronto.



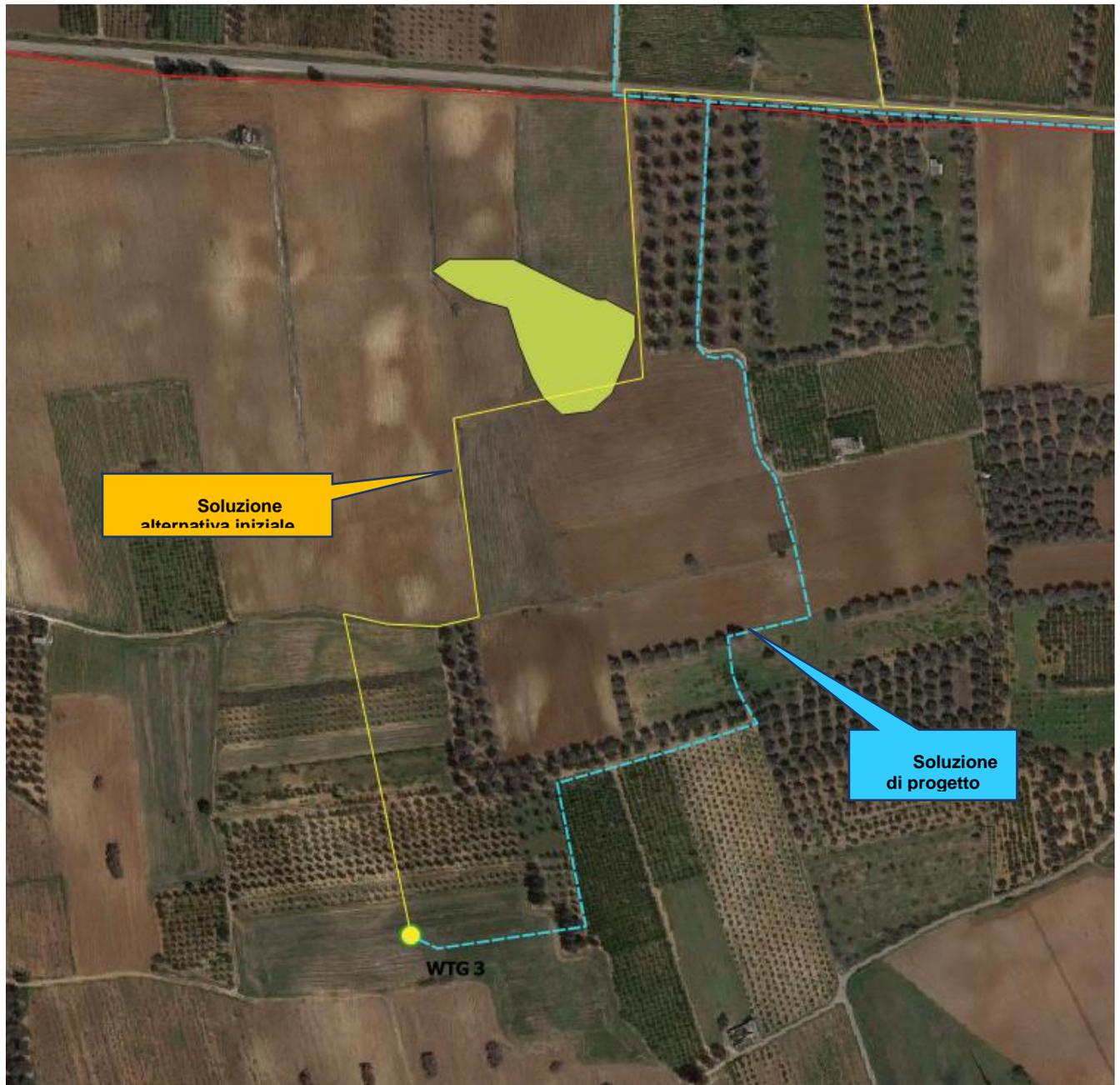


Figura 9-7: Analisi alternative percorso cavidotto relativo alla WTG03

Il percorso indicato in giallo è stato scartato per i seguenti motivi:



Analisi alternativa percorso cavidotto di collegamento alla WTG03			
Componenti	Soluzione progetto (tratto celeste)	Percorso alternativo (tratto giallo)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici	☹️	☹️	-
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici	☹️	☹️	-
Geologici ed idrogeologici	😊	☹️	La soluzione alternativa avrebbe comportato impatti sull'emergenza morfologica evidenziata.
Idraulici	☹️	☹️	-
Topografici, dimensionali e visivi	☹️	☹️	-
Archeologici	☹️	☹️	-
Anemologici	-	-	-
Costi	☹️	☹️	-
RISULTATO	😊		La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa rispetto alle componenti idrogeologiche

Altra valutazione è stata condotta nella scelta della **posizione della sottostazione elettrica utente da collocarsi in prossimità della sottostazione Terna.**



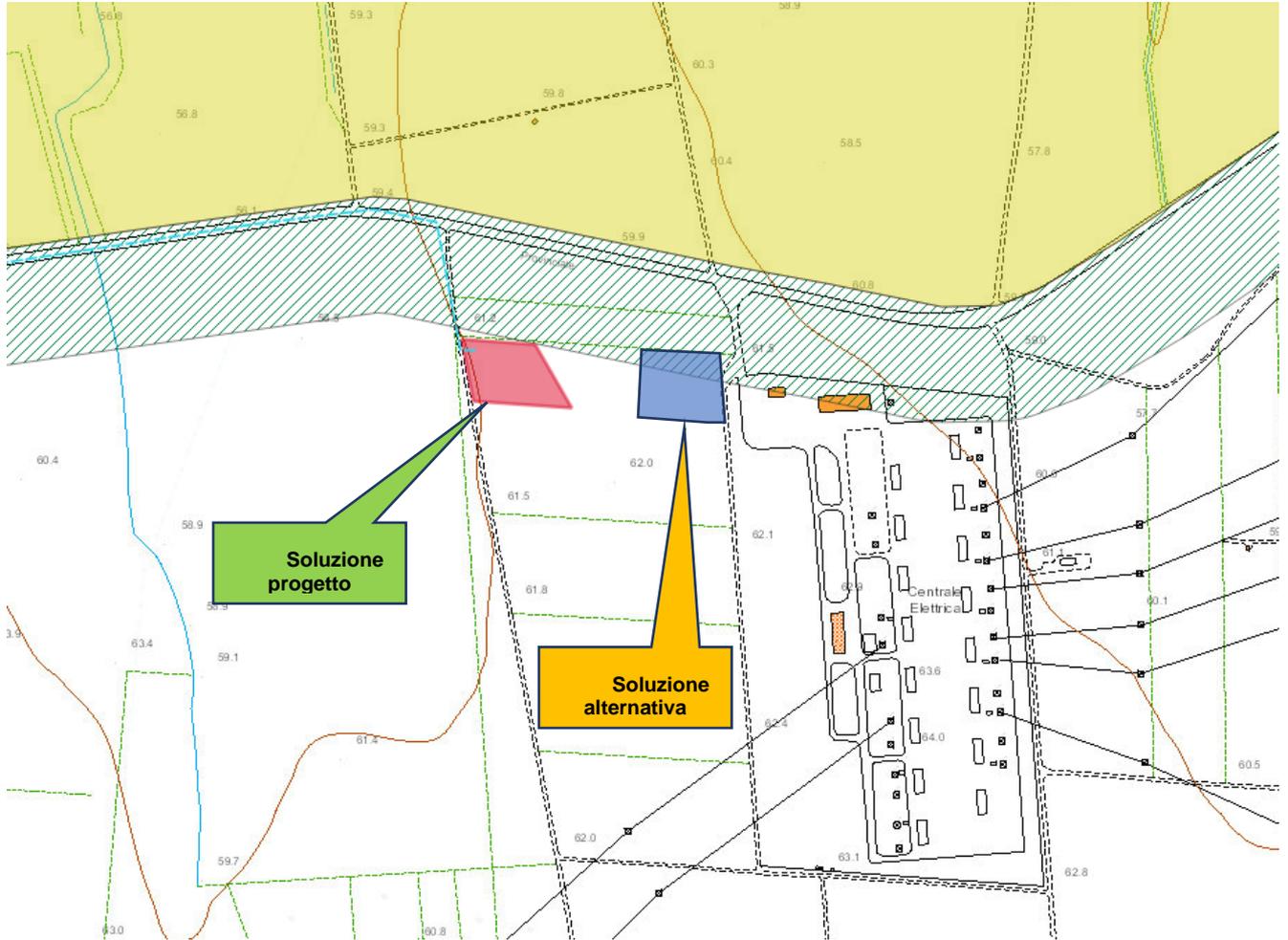


Figura 9-8: Analisi alternative posizione sottostazione elettrica utente e carta dei Vincoli

Come si evince dalla immagine precedente sono state messe a confronto due soluzioni, ossia la posizione della sottostazione ad ovest rispetto alla stazione Terna, diventata soluzione di progetto (rettangolo Rosso), rispetto ad una proposta iniziale (rettangolo blu), posizionata più vicina alla Stazione Terna, ma in parte sovrapposta all'area buffer del vincolo UCP- Aree di rispetto Parchi e delle Riserve Regionali.

Come si potrà notare dai risultati, la matrice di valutazione ha portato alla scelta della seconda soluzione (rettangolo blu).

Analisi alternativa posizione sottostazione elettrica Utente			
Componenti	Soluzione progetto (rettangolo Rosso)	Soluzione alternativa (rettangolo blu)	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati	-	-	-
Ambientali e vincolistici			La zona ad est rientra in un'area vincolata, mentre la soluzione di progetto, area ad ovest, ne è al di fuori
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici			La zona ad est rientra in un'area vincolata, mentre la soluzione di progetto, area ad ovest, ne è al di fuori
Geologici ed idrogeologici			-
Idraulici			-
Topografici, dimensionali e visivi			-
Archeologici			-
Anemologici	-	-	-
Costi			-
RISULTATO			La soluzione progetto è risultata più vantaggiosa rispetto alle componenti degli ecosistemi naturali

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.

Si è valutata (**Alternativa 2**) l'ipotesi di usare turbine di dimensioni inferiori raggiungendo la parità di potenza prodotta (36 MW), si è riscontrato come, la scelta di aerogeneratori di grossa taglia



ha permesso di ridurre il numero di turbine da installare, riducendo notevolmente gli impatti su varie componenti ambientali (si è ridotto notevolmente l'effetto selva).

Per quanto riguarda invece le alternative 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.

Come **alternativa strategica (Alternativa 3)**, è stata valutata la realizzazione di un impianto di pari potenza ma alimentato da fonti 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 del parco eolico, di circa 120,2 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	42 678,99	[t/anno]
Petrolio	27 651,18	[t/anno]
Gasolio	26 448,95	[t/anno]
Gas naturale	33 662,30	[mc/anno]
Olio combustibile	26 569,17	[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	1 280 369,63	[t/anno]
Petrolio	829 535,25	[t/anno]
Gasolio	793 468,50	[t/anno]
Gas naturale	1 009 869,00	[mc/anno]
Olio combustibile	797 075,18	[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	42 678,99	31,40	126 069,13	790,67	522,65
Petrolio	101	0	0	27 651,18	41,80	116 737,73	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	26 448,95	42,60	86 925,73	247,88	159,07
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	33 662,30	36,10	67 832,97	303,80	0,46
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	26 569,17	41,00	84 968,21	217,87	1 009,63

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

Combustibile	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	3 782 073,85	23 720,13	15 679,41
Petrolio	3 502 131,92	0,00	0,00
Gasolio	2 607 771,84	7 436,39	4 772,13
Gas naturale	2 034 989,04	9 114,07	13,85
Olio combustibile	2 549 046,41	6 536,02	30 288,88



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 3" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto "all'Alternativa 4 di Progetto".

Infine, è stata considerata anche la **alternativa "zero"**, ossia la non realizzazione dell'intervento.

Di seguito la valutazione della alternativa zero dal punto di vista qualitativo.

Analisi alternativa zero			
Componenti	Soluzione progetto	Alternativa zero	Motivazioni
Impatti cumulativi con impianti esistenti e/o autorizzati			-
Ambientali e vincolistici			La realizzazione dell'impianto determina inevitabilmente interferenze con gli aspetti ambientali anche se sostenibili come dimostrato nel corso del presente studio. Interferenza che non avrebbe ovviamente la alternativa zero.
Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Geologici ed idrogeologici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Idraulici			Stesso discorso di cui al punto precedente
Topografici, dimensionali e visivi			Stesso discorso di cui al punto precedente
Archeologici			Stesso discorso di cui al punto precedente. Inoltre con la assistenza archeologica in fase di cantiere aumentato i presidi
Anemologici	-	-	-
Costi			È ovvio che la alternativa zero non comporta costi
Ritorni per la collettività			La realizzazione del progetto comporta grossi benefici per la collettività: immissione in rete di energia pulita; utilizzo della sottostazione Terna di Brindisi Sud; utilizzo di manodopera locale in fase di cantiere, utiizzo di manodopora locale per la



			gestione ed esercizio dell'impianto.
RISULTATO			La comparazione tra le due soluzioni porta ad una riflessione: è evidente che da un punto di vista strettamente ambientale la alternativa zero non comporta alcuna interferenza con le componenti ambientali vincolistiche, geologiche ed idrogeologiche, ma resta indifferente nel senso che non porta alcun elemento di novità e beneficio rispetto ad uno sviluppo sostenibile ed alla produzione di energia pulita .

Tale aspetto sarà evidenziato anche sotto forma 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 – Non realizzazione dell'intervento;
- Alternativa 1 – Layout di progetto iniziale senza valutazioni delle emergenze ambientali e vincolistiche presenti sul territorio;
- Alternativa 2 – Parco eolico con turbine di dimensioni inferiori ma in numero maggiore;
- Alternativa 3 – Centrale termoelettrica di pari potenza
- Alternativa 4 – Soluzione di progetto

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.



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **AEI WIND PROJECT I Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato "CE Brindisi Sud" costituito da 6 turbine con una potenza complessiva di 36 MW e relative opere di connessione alla R.T.N..

L'Alternativa 4 è risultata quella meno impattante sull'ambiente circostante.

Si rimanda alle matrici in allegato.

