

REGIONE
MOLISE



COMUNE DI
ROTELLO



COMUNE DI
MONTORIO NEI FRENTANI



Provincia
Campobasso



**PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 8 AEROGENERATORI E
DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

ELABORATO

A.17.1.2

PROPONENTE:



PROGETTO E SIA:



Il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio Tricofico



CONSULENZA:

0	GIUGNO 2021	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Progetto	<i>PROGETTO</i>				
Regione	<i>Molise</i>				
Comune	<i>ROTELLO, MONTORIO NEI FRENTANI, MONTELONGO</i>				
Proponente	<i>BLUE STONE RENEWABLE VII S.R.L.</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via della Resistenza 48 70125 Bari (BA)</i>				
Documento	<i>Studio di Impatto Ambientale – Quadro di Riferimento Progettuale</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Giugno 2021</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri</i>	Verificato	<i>A.A.</i>	Approvato	<i>O.T.</i>

Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis 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 BLUE STONE RENEWABLE VII S.R.L., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

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

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



Indice

1. PREMESSE	4
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	5
3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ.....	11
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	15
4.1. TIPOLOGIA AEROGENERATORE	16
4.2. FONDAZIONE AEROGENERATORE	19
4.3. PIAZZOLE AEROGENERATORI	23
4.4. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	24
4.5. CAVIDOTTI	25
4.6. SOLUZIONE DI CONNESSIONE	26
4.7. SOTTOSTAZIONE UTENTE DI CONNESSIONE ALLA RTN	27
5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO	28
6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	30
7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	34
8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA	37
8.1. GENERALITÀ	37
8.2. CONSIDERAZIONI ECONOMICO-SOCIALI	37
8.3. SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	39
9. RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE	50
9.1. QUADRO GENERALE E DATI STATISTICI – IL MOLISE	50
9.2. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI	51
9.3. LE RICADUTE MONETARIE	51
9.4. LE RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI SUL TERRITORIO	61
9.5. LA SEN 2017: INVESTIMENTI E OCCUPATI	62
9.6. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE CONNESSE AL PROGETTO IN OGGETTO	63



Redazione: **Atech srl**

Proponente: **BLUE STONE RENEWABLE VII Srl**

Studio di Impatto Ambientale

Progetto per la realizzazione di un impianto eolico costituito da 8 turbine e relative opere di connessione da realizzarsi nel comune di Rotello e Montorio nei Frentani (CB)

10. ANALISI DELLE ALTERNATIVE 69



1. PREMESSE

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello **Studio Preliminare Ambientale**, edatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 come modificato ed integrato dal D.Lgs 104/2017, e della Legge Regionale 24 marzo 2000 n. 21 della Regione Molise, "Disciplina della procedura di impatto ambientale", relativamente al progetto di un **parco eolico di potenza complessiva pari a 48 MW da realizzarsi nel Comune di Rotello e Montorio nei Frentani e relative opere di connessione alla RTN (Provincia di Campobasso, in Regione Molise)**.

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 8 aerogeneratori della potenza di 6 MW** (denominati "WTG 1-8") e delle rispettive piazzole di collegamento;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la cabina di raccolta MT e tra la cabina MT e la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- nuova viabilità di progetto (o la ristrutturazione di quella esistente);
- nuova Stazione Elettrica Utente 150/30 Kv;
- collegamento in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Rotello, previo ampliamento della stessa.

La società proponente è la **BLUE STONE RENEWABLE VII S.r.l.**

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

- *promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;*
- *promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;*
- *concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;*
- *favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.*



2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il parco eolico (turbine) ricade nel territorio comunale di Rotello e Montorio nei Frentani, in provincia di Campobasso, in Regione Molise.

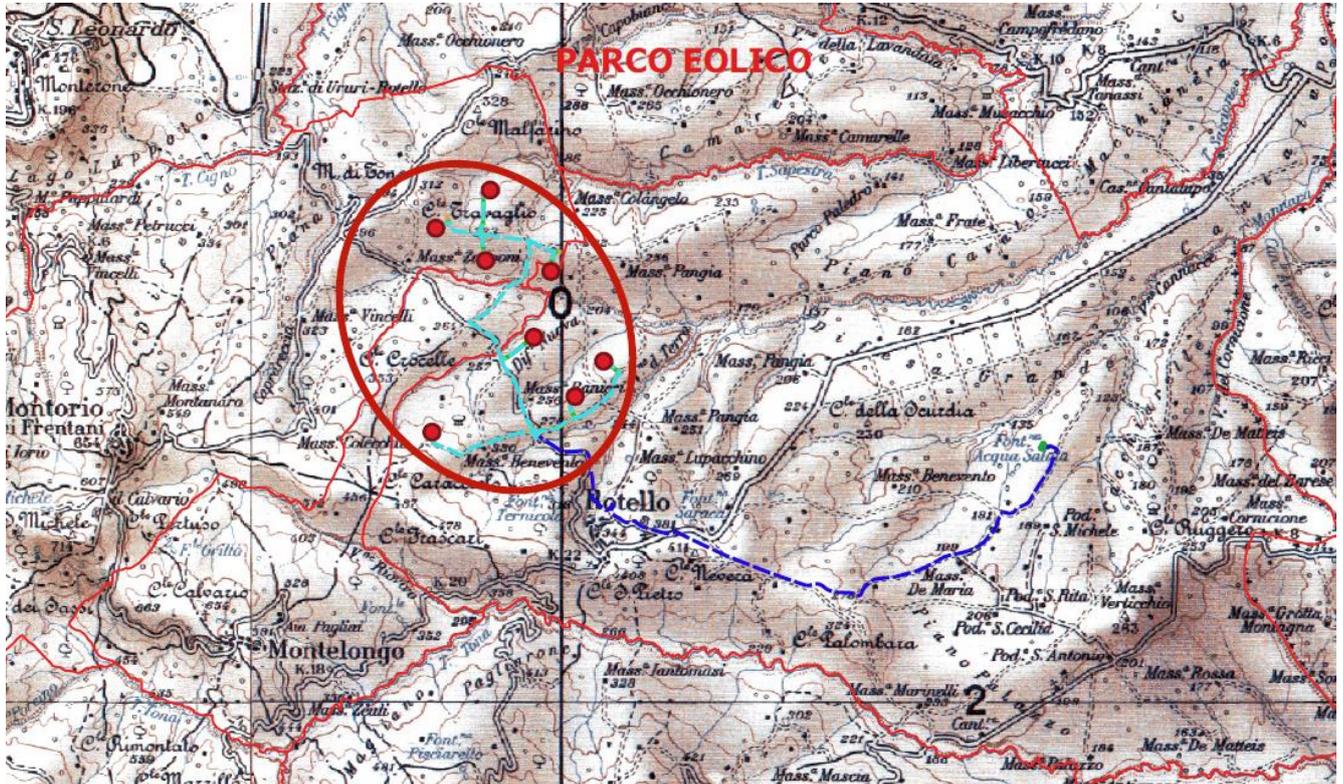


Figura 2-1: Inquadramento intervento di area vasta

Il sito di intervento è situato nell'area a nord dell'abitato di Rotello, a circa 1500 m, ad est a circa 3700 m dal centro abitato del comune di Montorio nei Frentani, a nord est a circa 3400 m dal centro abitato di Montelongo, ad sud-est a circa 5000 m dal centro abitato di Larino e a sud a circa 3400 m dal centro abitato di Ururi.

È raggiungibile da nord, direttamente dalla SS87 Sannitica per circa 18 km ed innestarsi nella SP148 e successivamente nella SP73, sino allo svincolo con la SP40 per poi giungere all'area di impianto.





Figura 2-2: Inquadramento intervento di area vasta

Nelle immagini seguenti sono riportati gli inquadramenti di dettaglio del layout su base IGM ed ortofoto.

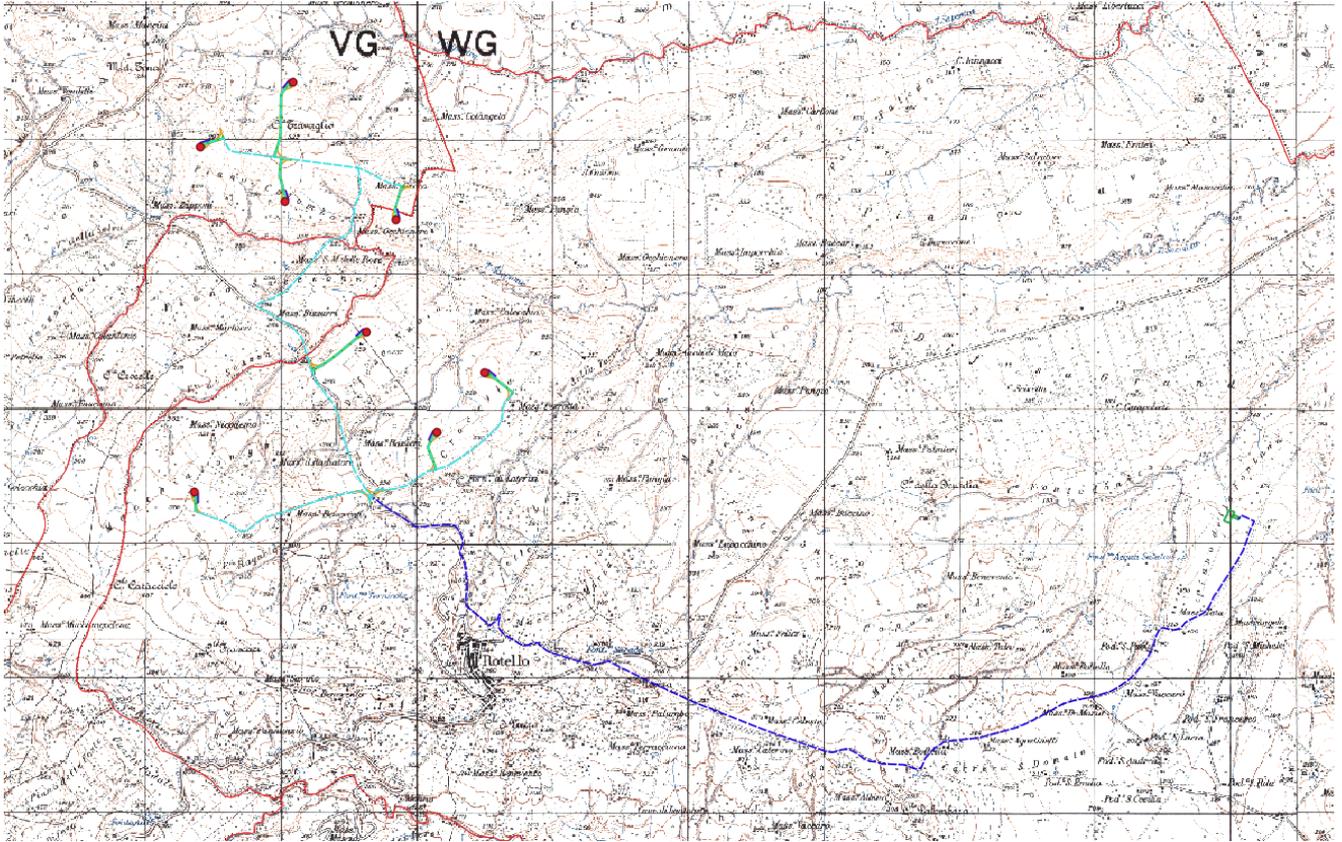


Figura 2-3: Area di intervento su base IGM 25.000

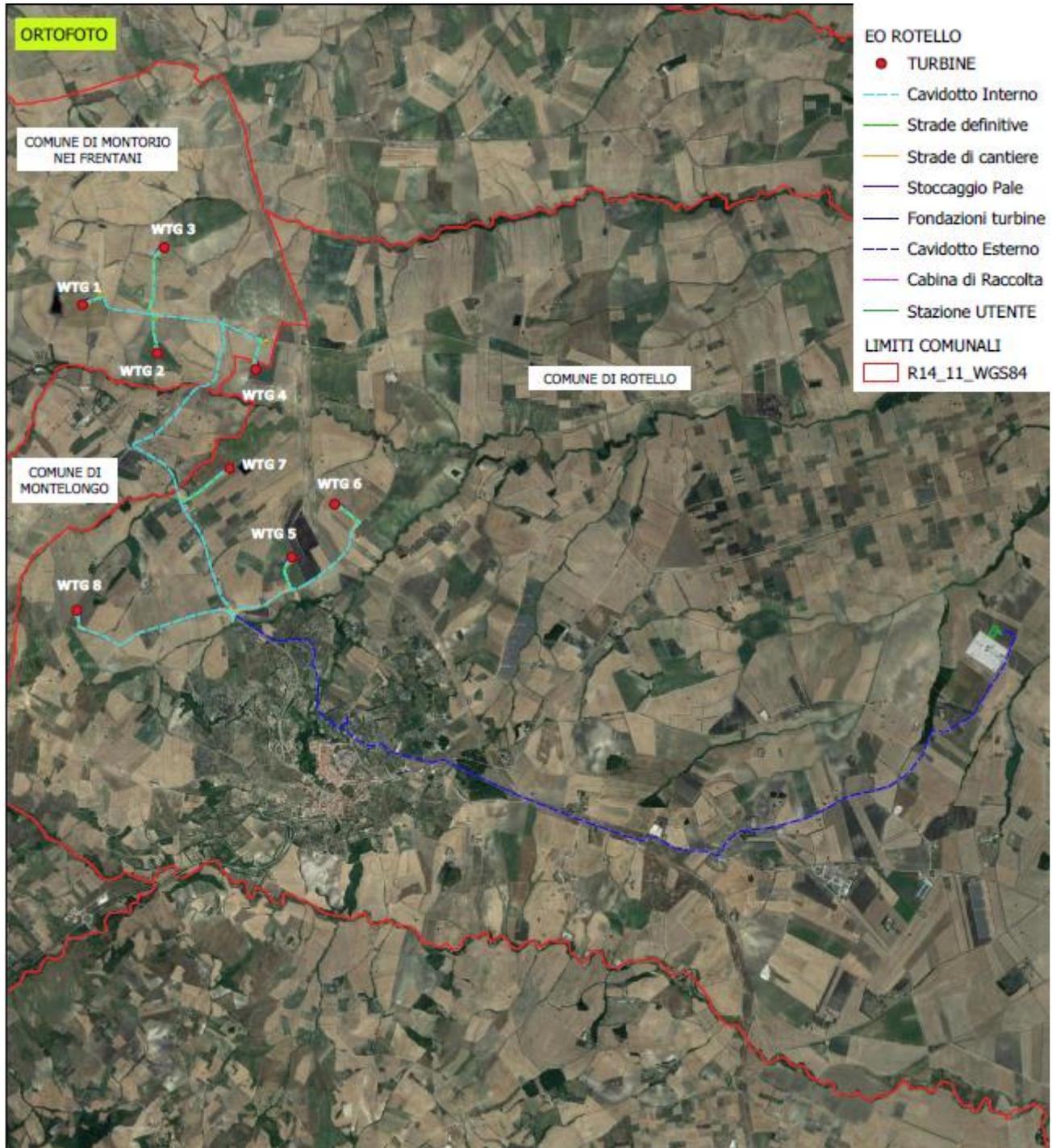


Figura 2-4: Area di intervento: dettaglio layout di progetto su ortofoto

Il progetto in esame prevede l'ubicazione del parco eolico all'interno dei limiti amministrativi del comune di Rotello, Montorio nei Frentani e Montelongo.

Il parco si compone di 8 aerogeneratori con potenza nominale massima 6 MW l'uno, per una potenza complessiva nominale a regime dell'impianto di 48 MW.

Le coordinate geografiche nel sistema UTM (WG84; Fuso 33) ove sono posizionati gli 8 aerogeneratori sono le seguenti:

ID TURBINA	UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)
WTG01	498331 m E	4625757 m N
WTG02	498955 m E	4625350 m N
WTG03	499014 m E	4626238 m N
WTG04	499775 m E	4625213 m N
WTG05	500435 m E	4624081 m N
WTG06	500078 m E	4623636 m N
WTG07	499559 m E	4624383 m N
WTG08	498284 m E	4623187 m N

Figura 2-5: Coordinate sistema UTM (WGS84; Fuso 33) degli aerogeneratori

Il sito ha un'altimetria media di 300 m.s.l.m. ed è interamente interessato da coltivazioni agricole.

Il sito interessato alla realizzazione del parco eolico si colloca in un territorio caratterizzato da lievi ondulazioni, tra diverse diramazioni del reticolo idrografico. Si tratta di un territorio a completo utilizzo agricolo con vasti seminativi.

Per quanto concerne le inter-distanze tra le turbine in metri, dall'elaborato A.16.b.1.2 tutte le posizioni delle WTG hanno una distanza di almeno 3 diametri di rotore tra loro (distanza minima 510 m).





Figura 2-6: Estratto tavola A.16.b.1.2 Planimetria con distanze aerogeneratori

3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ

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

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

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

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 20 anni di dati provenienti dal database ERA-1 ad altezze di 2, 10 e 50 m.

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

- Coordinate: 499541.41 m E, 4624750.97 m N Huso 33T
- Altezza al livello del mare: 230 m
- Periodo download dati: 01/01/2000 - 01/01/2020



Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	50 m
Temperatura	2 m
Temperatura	10 m
Pressione (m s.l.m.)	0 m

Tabella 1 – Dati di misurazione.

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

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

Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2000	01/01/2020	115	115	0,127

Tabella 2 – Wind Shear - Profilo verticale.

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



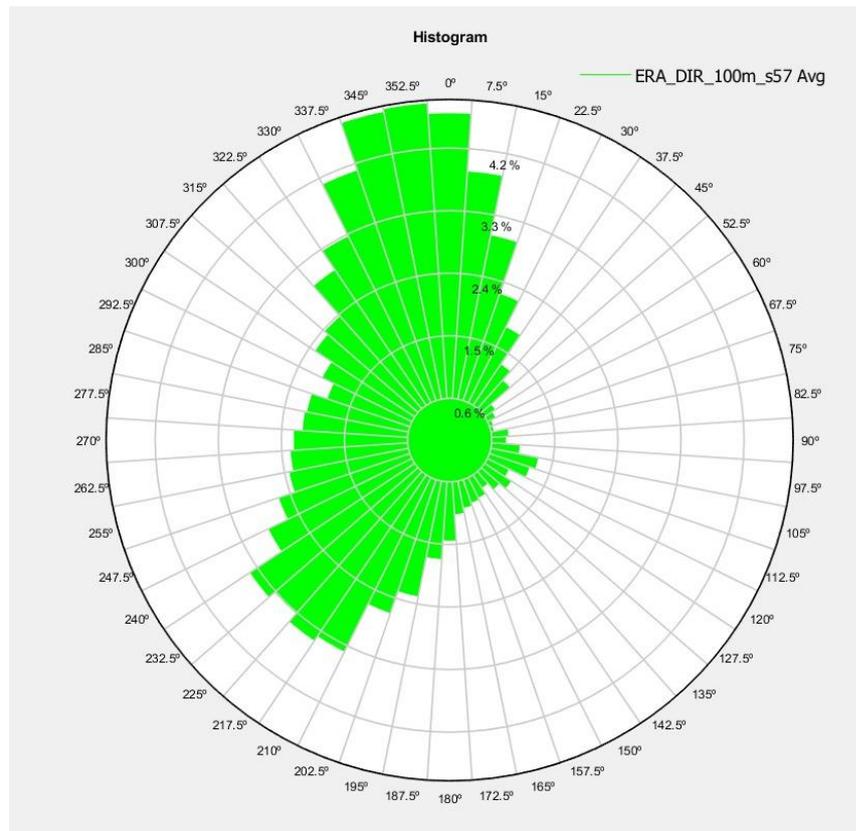


Figura 3-1: Rosa dei venti del progetto CE ROTELLO.

La direzione del vento nel sito mostra chiaramente una direzione del vento predominante da nord-ovest, sia in frequenza che in energia.

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

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

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 6 MW	8	48	154.138,3	36,63	3.211,21

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



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

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	8
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
TOTALE (%)	3,7257
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Linea di trasmissione (%)	0,25
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
TOTALE (%)	3,99099
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	
Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,1
Taglio del vento (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1979
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1

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

Considerando le perdite sopra stimate si è determinato che l'energia annua generata dalle 8 turbine eoliche Gamesa G170 6 MW sarà di **154.138,3 MWh/anno**.

Noti i parametri caratteristici in termini di producibilità dell'impianto lo *Studio anemologico* (Allegato A.5) **ha dato esito positivo, pertanto il sito è idoneo alla installazione dell'impianto in oggetto.**



4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

L'impianto è composto da 8 macchine con potenza unitaria di 6 MW, per una potenza complessiva pari a 48 MW.

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

- N° 8 Aerogeneratori tripala, di potenza unitaria pari a 6 MW, altezza mozzo 115 m, diametro rotore 170 m;
- Vani tecnici di trasformazione interni alle torri;
- Quadri elettrici MT;
- Cabina di raccolta MT;
- Sottostazione di trasformazione utente.

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

Opere Civili:

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

Opere impiantistiche:

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



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

4.1. Tipologia aerogeneratore

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

Potenza nominale	6 MW
Numero di pale	3
Diametro rotore	170 m
Altezza del mozzo	115 m
Velocità del vento di cut-in	3 m/s
Velocità del vento di cut-out	25 m/s
Velocità del vento nominale	11 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.



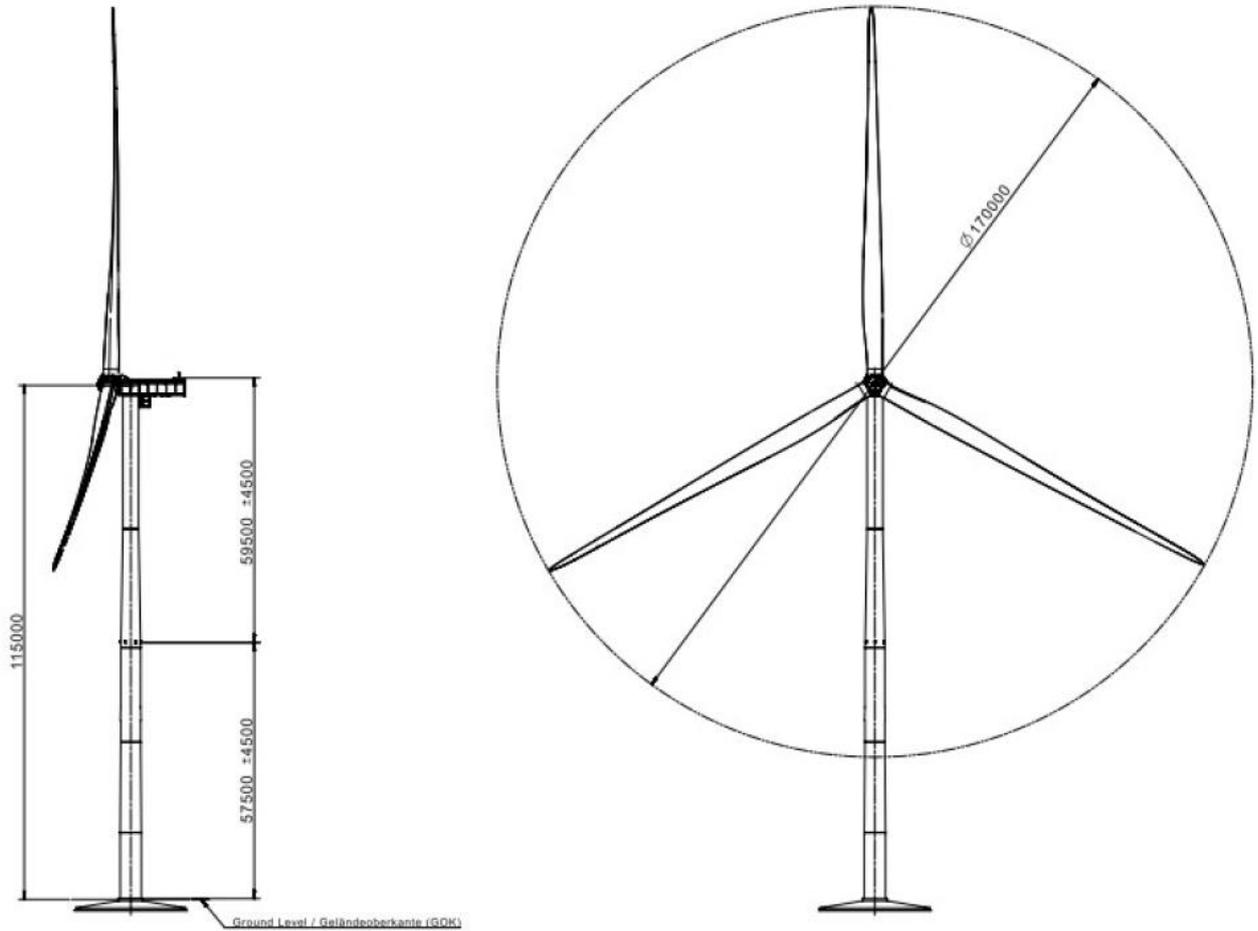


Figura 4-1: Struttura aerogeneratore

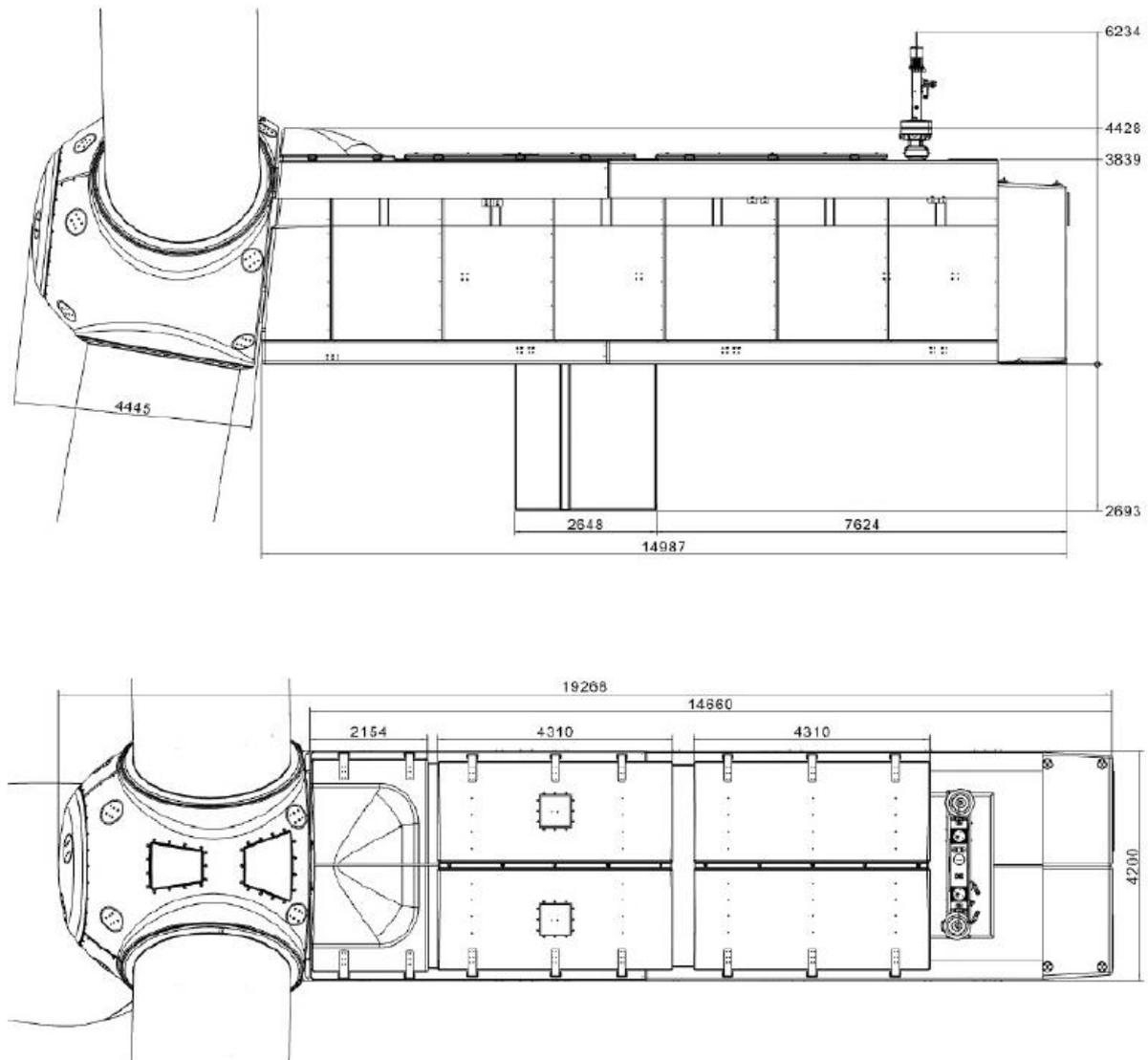


Figura 2: Tipico navicella WTG

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

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

- 5 sezioni della torre;
- la navicella completa;

- il set dei cavi di potenza;
- il mozzo pale ed ogiva;
- l'unità di controllo;
- gli accessori (cavi di sicurezza, bulloni di assemblaggio, anemometri etc.).

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

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

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

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

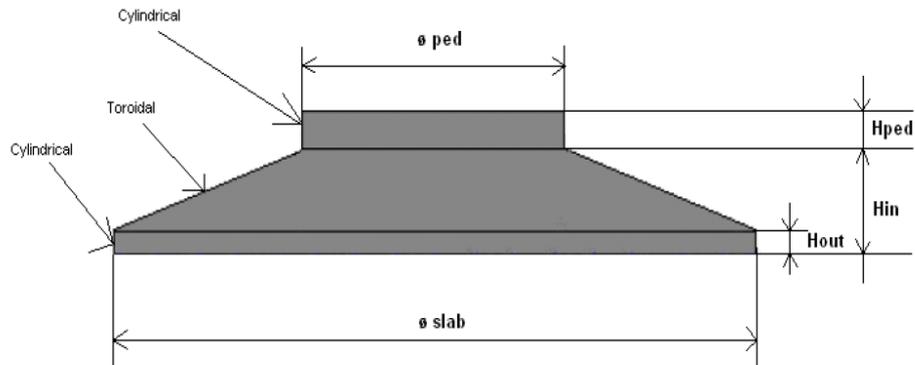
4.2. Fondazione aerogeneratore

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

La fondazione prevista per le turbine in progetto è in calcestruzzo armato, con pianta di forma circolare di diametro $D_e = 24,50$ m, a spessore variabile da un minimo di 0.5 mt, sul bordo esterno,



ad un massimo di 3mt in corrispondenza della zona centrale di attacco della parte in elevazione della torre.



FOUNDATION GEOMETRY	
øslab= Slab diameter [m]	20.80
Hout= Outer edge height [m]	0.50
Hin= Inner edge height [m]	3.0
øped= Pedestal diameter [m]	5.50
Hped= Pedestal height [m]	0.50

Figura 4-3: Sezione tipo del plinto fondazione

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





Figura 4-4: immagine tipo posa anchor cages



Figura 4-5: immagine tipo armature plinto

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

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

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

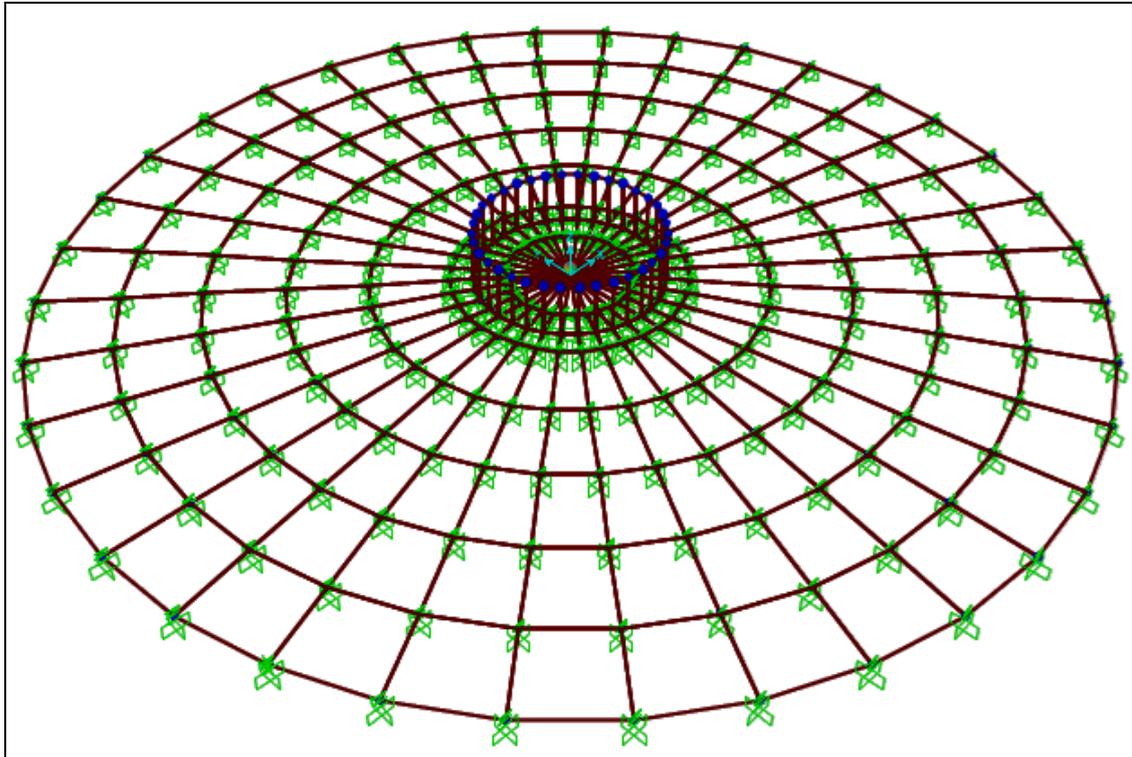


Figura 4-6: Modello di calcolo a elementi finiti

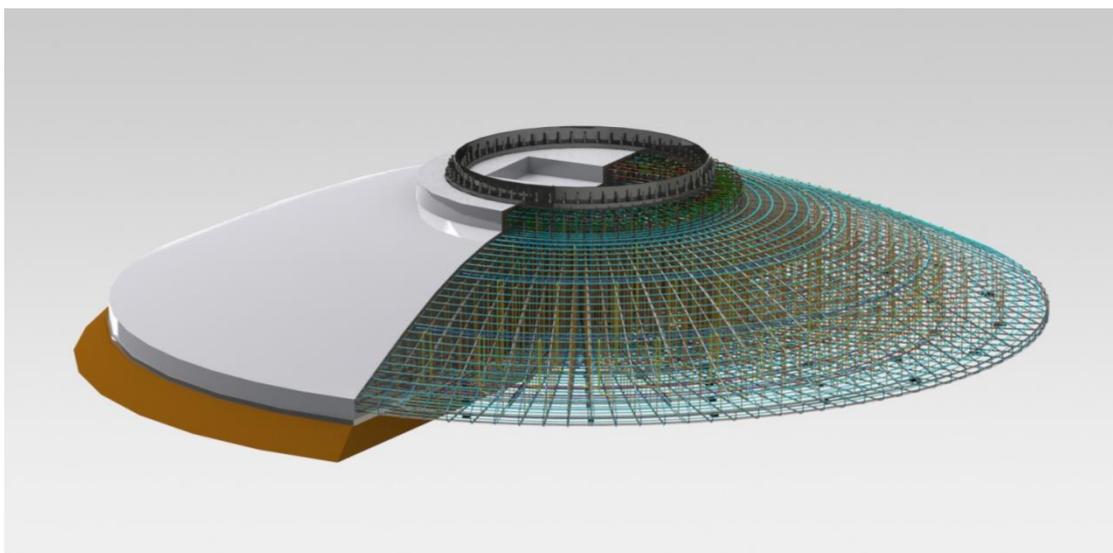


Figura 4-7: Vista render del modello

Si rimanda alla Relazione preliminare delle strutture per i dettagli.

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

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

4.3. Piazzole aerogeneratori

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

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

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei 8 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

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

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



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

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

Nella immagine seguente è riportata la piazzola tipo.

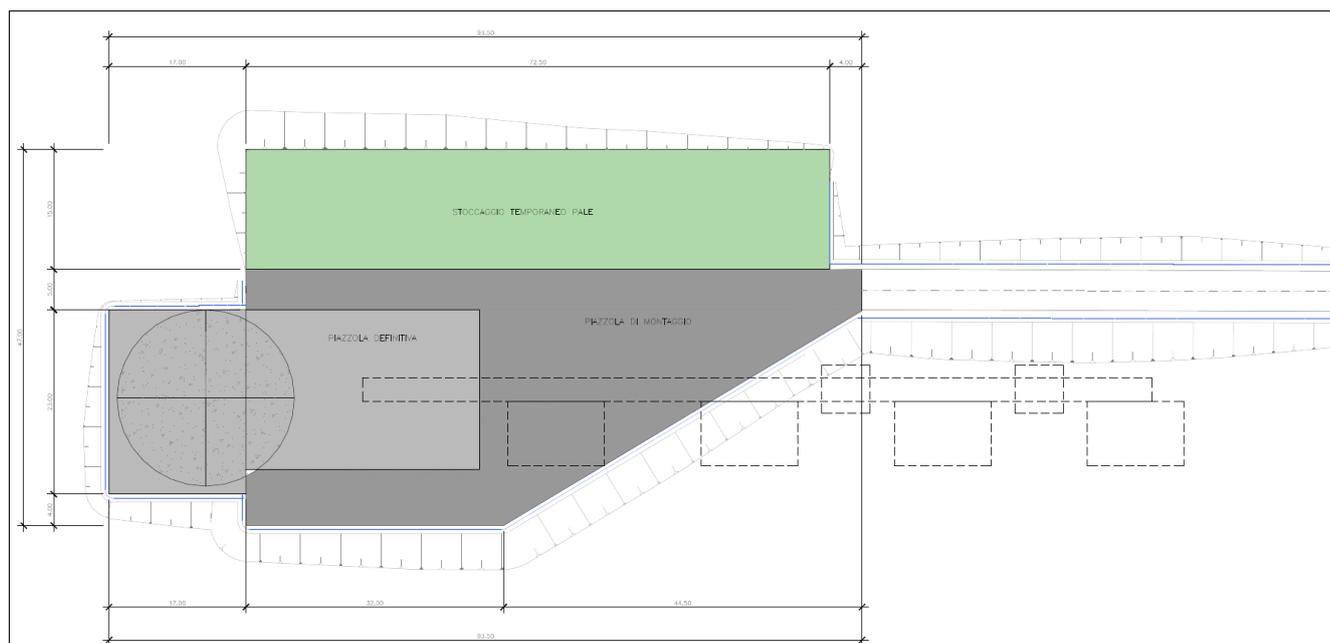


Figura 4-8: Piazzola tipo e viabilità di accesso

4.4. Strade di accesso e viabilità di servizio

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

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

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

Il sito è raggiungibile mediante strade pubbliche di natura provinciale e statale, quali la SP40, la SP91, oltre che attraverso strade locali, come rappresentato nell'Elaborato Grafico di riferimento.

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

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

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

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

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

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

4.5. Cavidotti

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

La sottostazione utente è interna all'area dove hanno sede gli aerogeneratori, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG che raggiungerà la sottostazione



utente, costituito da 4 linee MT. Saranno poi presenti i cavidotti di connessione MT tra le WTG, anch'essi riportati nell'elaborato grafico di riferimento.

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

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

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

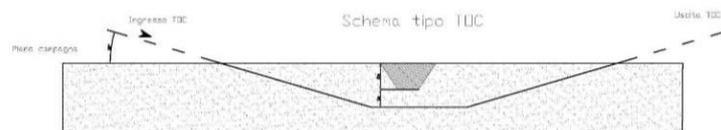


Figura 4-9: Schema tipo attraversamento con TOC

Particolare staffaggio cavi

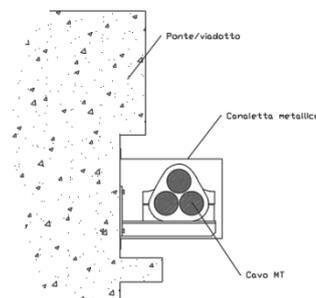


Figura 4-10: Schema tipo attraversamento con staffaggio all'impalcato

4.6. Soluzione di connessione

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base al Preventivo di connessione ricevuto da Terna con CP 202001817, prevede il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Rotello, previo ampliamento della stessa.

La sottostazione Utente di trasformazione AT/MT sarà ubicata in adiacenza ad una cabina di raccolta condivisa da collegarsi in antenna a 150 kV alla Stazione Terna 380/150 kV.



4.7. Sottostazione utente di connessione alla RTN

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

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

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



5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO

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

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

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

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

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

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

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



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

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



6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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



Quindi si prevede un tempo massimo tra trasporto e montaggio dei 8 aerogeneratori pari a 6 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 5 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 3 mesi che si accavallerà al montaggio degli aerogeneratori. In ogni caso tale attività avrà già avuto inizio dal secondo mese per la parte civile.

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

Quindi il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 12 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 18 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 12 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	M11	M12
1	Accantieramenti	■											
2	Realizz. ed adeguamento strade, realizzazione piazzole	■	■	■	■	■							
3	Realizzazione fondazioni		■	■	■	■	■						
4	Realizzazione cavidotti MT ed AT e ripristino			■	■	■	■	■					
5	Realizzazione sottostazione (opere civili ed elettriche)		■	■	■	■	■	■	■	■			
6	Trasporto e Montaggio Aerogeneratori							■	■	■	■	■	■
7	Opere RTN							■	■	■	■	■	■
8	Ripristino, avviamento e collaudo												■



7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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



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

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



8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA

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

8.1. Generalità

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

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

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

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

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

8.2. Considerazioni economico-sociali

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

8.3. Sostenibilità economico-finanziaria

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

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 48 MW (8 aerogeneratori di potenza pari a 6 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in **154.138 MWh/anno** al netto delle perdite e 3.211,21 ore/anno (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato).



Il costo dell'impianto (per 8 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 32.618.962,00, comprensivo di tutti gli oneri, spese generali, IVA, ecc (per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo e quadro economico).

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

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

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

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

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

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

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

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



Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 6 MW	8	48	154.138,3	36,63	3.211,21

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	€ 32 618 962,00
Equity (20%)	€ 6 523 792,40
Debito bancario (80%)	€ 26 095 169,60

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

Dati input				
Importo da finanziare	€ 26 095 169,60			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 26 095 169,60
1	€ 2 621 575,15	€ 1 838 720,06	€ 782 855,09	€ 24 256 449,54
2	€ 2 621 575,15	€ 1 893 881,66	€ 727 693,49	€ 22 362 567,87
3	€ 2 621 575,15	€ 1 950 698,11	€ 670 877,04	€ 20 411 869,76
4	€ 2 621 575,15	€ 2 009 219,06	€ 612 356,09	€ 18 402 650,70
5	€ 2 621 575,15	€ 2 069 495,63	€ 552 079,52	€ 16 333 155,07
6	€ 2 621 575,15	€ 2 131 580,50	€ 489 994,65	€ 14 201 574,58
7	€ 2 621 575,15	€ 2 195 527,91	€ 426 047,24	€ 12 006 046,66
8	€ 2 621 575,15	€ 2 261 393,75	€ 360 181,40	€ 9 744 652,91
9	€ 2 621 575,15	€ 2 329 235,56	€ 292 339,59	€ 7 415 417,35
10	€ 2 621 575,15	€ 2 399 112,63	€ 222 462,52	€ 5 016 304,72
11	€ 2 621 575,15	€ 2 471 086,01	€ 150 489,14	€ 2 545 218,71
12	€ 2 621 575,15	€ 2 545 218,59	€ 76 356,56	€ 0,12



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	€ 652 379,24
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 489 284,43
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 489 284,43
Assicurazione	€ 652 379,24
IMU + diritto di superficie	€ 200 000,00
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 € 109.751.188,62;

TIR 32,67%.

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	€ 10 789 681,00	€ 10 951 526,22	€ 11 115 799,11	€ 11 282 536,09	€ 11 451 774,14
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 10 789 681,00	€ 10 951 526,22	€ 11 115 799,11	€ 11 282 536,09	€ 11 451 774,14
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 652 379,24	€ 662 164,93	€ 672 097,40	€ 682 178,86	€ 692 411,55
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 652 379,24	€ 662 164,93	€ 672 097,40	€ 682 178,86	€ 692 411,55
IMU + diritto di superficie	€ 200 000,00	€ 203 000,00	€ 206 045,00	€ 209 135,68	€ 212 272,71
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)	€ 6 523 792,40	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 8 228 550,88	€ 1 730 329,86	€ 1 756 284,81	€ 1 782 629,08	€ 1 809 368,51
Canone mutuo (quota capitale)	€ 1 838 720,06	€ 1 893 881,66	€ 1 950 698,11	€ 2 009 219,06	€ 2 069 495,63
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 10 067 270,94	€ 3 624 211,52	€ 3 706 982,92	€ 3 791 848,13	€ 3 878 864,14
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 722 410,06	€ 7 327 314,69	€ 7 408 816,19	€ 7 490 687,96	€ 7 572 909,99
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 782 855,09	€ 727 693,49	€ 670 877,04	€ 612 356,09	€ 552 079,52
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 60 445,03	€ 6 599 621,21	€ 6 737 939,15	€ 6 878 331,87	€ 7 020 830,47
Imposte e tasse (30%)	-€ 18 133,51	€ 1 979 886,36	€ 2 021 381,75	€ 2 063 499,56	€ 2 106 249,14
TOTALE IMPOSTE	-€ 18 133,51	€ 1 979 886,36	€ 2 021 381,75	€ 2 063 499,56	€ 2 106 249,14
UTILE NETTO	-€ 42 311,52	€ 4 619 734,85	€ 4 716 557,41	€ 4 814 832,31	€ 4 914 581,33



CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 11 623 550,75	€ 11 797 904,01	€ 11 974 872,57	€ 12 154 495,66	€ 12 336 813,09
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 11 623 550,75	€ 11 797 904,01	€ 11 974 872,57	€ 12 154 495,66	€ 12 336 813,09
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 702 797,72	€ 713 339,69	€ 724 039,78	€ 734 900,38	€ 745 923,88
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 489 284,43
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 702 797,72	€ 713 339,69	€ 724 039,78	€ 734 900,38	€ 745 923,88
IMU + diritto di superficie	€ 215 456,80	€ 218 688,65	€ 221 968,98	€ 225 298,52	€ 228 678,00
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	€ 1 836 509,04	€ 1 864 056,68	€ 1 892 017,53	€ 1 920 397,79	€ 2 438 488,19
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 131 580,50	€ 2 195 527,91	€ 2 261 393,75	€ 2 329 235,56	€ 2 399 112,63
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 968 089,54	€ 4 059 584,59	€ 4 153 411,28	€ 4 249 633,35	€ 4 837 600,82
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 7 655 461,21	€ 7 738 319,42	€ 7 821 461,29	€ 7 904 862,31	€ 7 499 212,28
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 489 994,65	€ 426 047,24	€ 360 181,40	€ 292 339,59	€ 222 462,52
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 7 165 466,56	€ 7 312 272,18	€ 7 461 279,89	€ 7 612 522,72	€ 7 276 749,76
Imposte e tasse (30%)	€ 2 149 639,97	€ 2 193 681,65	€ 2 238 383,97	€ 2 283 756,82	€ 2 183 024,93
TOTALE IMPOSTE	€ 2 149 639,97	€ 2 193 681,65	€ 2 238 383,97	€ 2 283 756,82	€ 2 183 024,93
UTILE NETTO	€ 5 015 826,59	€ 5 118 590,53	€ 5 222 895,93	€ 5 328 765,90	€ 5 093 724,83



CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 12 521 865,29	€ 12 709 693,27	€ 12 900 338,67	€ 13 093 843,75	€ 13 290 251,40
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 12 521 865,29	€ 12 709 693,27	€ 12 900 338,67	€ 13 093 843,75	€ 13 290 251,40
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 757 112,74	€ 768 469,43	€ 779 996,47	€ 791 696,42	€ 803 571,87
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 489 284,43
Assicurazione	€ 757 112,74	€ 768 469,43	€ 779 996,47	€ 791 696,42	€ 803 571,87
IMU + diritto di superficie	€ 232 108,17	€ 235 589,79	€ 239 123,63	€ 242 710,49	€ 246 351,15
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	€ 1 978 441,81	€ 2 008 118,44	€ 2 038 240,22	€ 2 068 813,82	€ 2 589 130,46
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 471 086,01	€ 2 545 218,59	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 4 449 527,82	€ 4 553 337,03	€ 2 038 240,22	€ 2 068 813,82	€ 2 589 130,46
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 8 072 337,47	€ 8 156 356,24	€ 10 862 098,45	€ 11 025 029,93	€ 10 701 120,95
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 150 489,14	€ 76 356,56	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 7 921 848,33	€ 8 079 999,68	€ 10 862 098,45	€ 11 025 029,93	€ 10 701 120,95
Imposte e tasse (30%)	€ 2 376 554,50	€ 2 423 999,90	€ 3 258 629,54	€ 3 307 508,98	€ 3 210 336,28
TOTALE IMPOSTE	€ 2 376 554,50	€ 2 423 999,90	€ 3 258 629,54	€ 3 307 508,98	€ 3 210 336,28
UTILE NETTO	€ 5 545 293,83	€ 5 655 999,78	€ 7 603 468,92	€ 7 717 520,95	€ 7 490 784,66



CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 13 489 605,18	€ 13 691 949,25	€ 13 897 328,49	€ 14 105 788,42	€ 14 317 375,25
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 13 489 605,18	€ 13 691 949,25	€ 13 897 328,49	€ 14 105 788,42	€ 14 317 375,25
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 815 625,45	€ 827 859,83	€ 840 277,72	€ 852 881,89	€ 865 675,12
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 815 625,45	€ 827 859,83	€ 840 277,72	€ 852 881,89	€ 865 675,12
IMU + diritto di superficie	€ 250 046,41	€ 253 797,11	€ 257 604,07	€ 261 468,13	€ 265 390,15
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	€ 2 131 343,72	€ 2 163 313,87	€ 2 195 763,58	€ 2 228 700,04	€ 2 262 130,54
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 131 343,72	€ 2 163 313,87	€ 2 195 763,58	€ 2 228 700,04	€ 2 262 130,54
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 11 358 261,46	€ 11 528 635,38	€ 11 701 564,91	€ 11 877 088,38	€ 12 055 244,71
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 11 358 261,46	€ 11 528 635,38	€ 11 701 564,91	€ 11 877 088,38	€ 12 055 244,71
Imposte e tasse (30%)	€ 3 407 478,44	€ 3 458 590,61	€ 3 510 469,47	€ 3 563 126,52	€ 3 616 573,41
TOTALE IMPOSTE	€ 3 407 478,44	€ 3 458 590,61	€ 3 510 469,47	€ 3 563 126,52	€ 3 616 573,41
UTILE NETTO	€ 7 950 783,02	€ 8 070 044,77	€ 8 191 095,44	€ 8 313 961,87	€ 8 438 671,30



CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 6 936 223,50	€ 7 040 266,85	€ 7 145 870,86	€ 7 253 058,92	€ 7 361 854,80
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 14 532 135,87	€ 14 750 117,91	€ 14 971 369,68	€ 15 195 940,23	€ 15 423 879,33
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 878 660,25	€ 891 840,15	€ 905 217,75	€ 918 796,02	€ 932 577,96
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 878 660,25	€ 891 840,15	€ 905 217,75	€ 918 796,02	€ 932 577,96
IMU + diritto di superficie	€ 269 371,00	€ 273 411,57	€ 277 512,74	€ 281 675,43	€ 285 900,56
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	€ 2 296 062,49	€ 2 330 503,43	€ 2 365 460,98	€ 2 400 942,90	€ 2 436 957,04
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 296 062,49	€ 2 330 503,43	€ 2 365 460,98	€ 2 400 942,90	€ 2 436 957,04
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 12 236 073,38	€ 12 419 614,48	€ 12 605 908,70	€ 12 794 997,33	€ 12 986 922,29
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 12 236 073,38	€ 12 419 614,48	€ 12 605 908,70	€ 12 794 997,33	€ 12 986 922,29
Imposte e tasse (30%)	€ 3 670 822,01	€ 3 725 884,34	€ 3 781 772,61	€ 3 838 499,20	€ 3 896 076,69
TOTALE IMPOSTE	€ 3 670 822,01	€ 3 725 884,34	€ 3 781 772,61	€ 3 838 499,20	€ 3 896 076,69
UTILE NETTO	€ 8 565 251,37	€ 8 693 730,14	€ 8 824 136,09	€ 8 956 498,13	€ 9 090 845,60



CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 7 472 282,62	€ 7 584 366,86	€ 7 698 132,37	€ 7 813 604,35	€ 7 930 808,42
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 15 655 237,52	€ 15 890 066,08	€ 16 128 417,07	€ 16 370 343,33	€ 16 615 898,48
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 946 566,63	€ 960 765,13	€ 975 176,60	€ 989 804,25	€ 1 004 651,32
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 946 566,63	€ 960 765,13	€ 975 176,60	€ 989 804,25	€ 1 004 651,32
IMU + diritto di superficie	€ 290 189,07	€ 294 541,91	€ 298 960,04	€ 303 444,44	€ 307 996,10
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	€ 2 473 511,40	€ 2 510 614,07	€ 2 548 273,28	€ 2 586 497,38	€ 2 625 294,84
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 473 511,40	€ 2 510 614,07	€ 2 548 273,28	€ 2 586 497,38	€ 2 625 294,84
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 13 181 726,12	€ 13 379 452,01	€ 13 580 143,79	€ 13 783 845,95	€ 13 990 603,64
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 13 181 726,12	€ 13 379 452,01	€ 13 580 143,79	€ 13 783 845,95	€ 13 990 603,64
Imposte e tasse (30%)	€ 3 954 517,84	€ 4 013 835,60	€ 4 074 043,14	€ 4 135 153,79	€ 4 197 181,09
TOTALE IMPOSTE	€ 3 954 517,84	€ 4 013 835,60	€ 4 074 043,14	€ 4 135 153,79	€ 4 197 181,09
UTILE NETTO	€ 9 227 208,29	€ 9 365 616,41	€ 9 506 100,66	€ 9 648 692,17	€ 9 793 422,55



EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11 500 000,00	
1	€ 722 410,06	-€ 60 445,03	-€ 42 311,52	-€ 42 311,52
2	€ 7 327 314,69	€ 6 599 621,21	€ 4 619 734,85	€ 4 577 423,32
3	€ 7 408 816,19	€ 6 737 939,15	€ 4 716 557,41	€ 9 336 292,25
4	€ 7 490 687,96	€ 6 878 331,87	€ 4 814 832,31	€ 9 531 389,71
5	€ 7 572 909,99	€ 7 020 830,47	€ 4 914 581,33	€ 9 729 413,64
6	€ 7 655 461,21	€ 7 165 466,56	€ 5 015 826,59	€ 9 930 407,92
7	€ 7 738 319,42	€ 7 312 272,18	€ 5 118 590,53	€ 10 134 417,12
8	€ 7 821 461,29	€ 7 461 279,89	€ 5 222 895,93	€ 10 341 486,45
9	€ 7 904 862,31	€ 7 612 522,72	€ 5 328 765,90	€ 10 551 661,83
10	€ 7 499 212,28	€ 7 276 749,76	€ 5 093 724,83	€ 10 422 490,73
11	€ 8 072 337,47	€ 7 921 848,33	€ 5 545 293,83	€ 10 639 018,66
12	€ 8 156 356,24	€ 8 079 999,68	€ 5 655 999,78	€ 11 201 293,60
13	€ 10 862 098,45	€ 10 862 098,45	€ 7 603 468,92	€ 13 259 468,69
14	€ 11 025 029,93	€ 11 025 029,93	€ 7 717 520,95	€ 15 320 989,87
15	€ 10 701 120,95	€ 10 701 120,95	€ 7 490 784,66	€ 15 208 305,61
16	€ 11 358 261,46	€ 11 358 261,46	€ 7 950 783,02	€ 15 441 567,68
17	€ 11 528 635,38	€ 11 528 635,38	€ 8 070 044,77	€ 16 020 827,79
18	€ 11 701 564,91	€ 11 701 564,91	€ 8 191 095,44	€ 16 261 140,20
19	€ 11 877 088,38	€ 11 877 088,38	€ 8 313 961,87	€ 16 505 057,31
20	€ 12 055 244,71	€ 12 055 244,71	€ 8 438 671,30	€ 16 752 633,17
21	€ 12 236 073,38	€ 12 236 073,38	€ 8 565 251,37	€ 17 003 922,66
22	€ 12 419 614,48	€ 12 419 614,48	€ 8 693 730,14	€ 17 258 981,50
23	€ 12 605 908,70	€ 12 605 908,70	€ 8 824 136,09	€ 17 517 866,23
24	€ 12 794 997,33	€ 12 794 997,33	€ 8 956 498,13	€ 17 780 634,22
25	€ 12 986 922,29	€ 12 986 922,29	€ 9 090 845,60	€ 18 047 343,73
26	€ 13 181 726,12	€ 13 181 726,12	€ 9 227 208,29	€ 18 318 053,89
27	€ 13 379 452,01	€ 13 379 452,01	€ 9 365 616,41	€ 18 592 824,70
28	€ 13 580 143,79	€ 13 580 143,79	€ 9 506 100,66	€ 18 871 717,07
29	€ 13 783 845,95	€ 13 783 845,95	€ 9 648 692,17	€ 19 154 792,82
30	€ 13 990 603,64	€ 13 990 603,64	€ 9 793 422,55	€ 19 442 114,72
	€ 307 438 480,98	€ 302 074 748,65	€ 211 452 324,06	



9. RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE

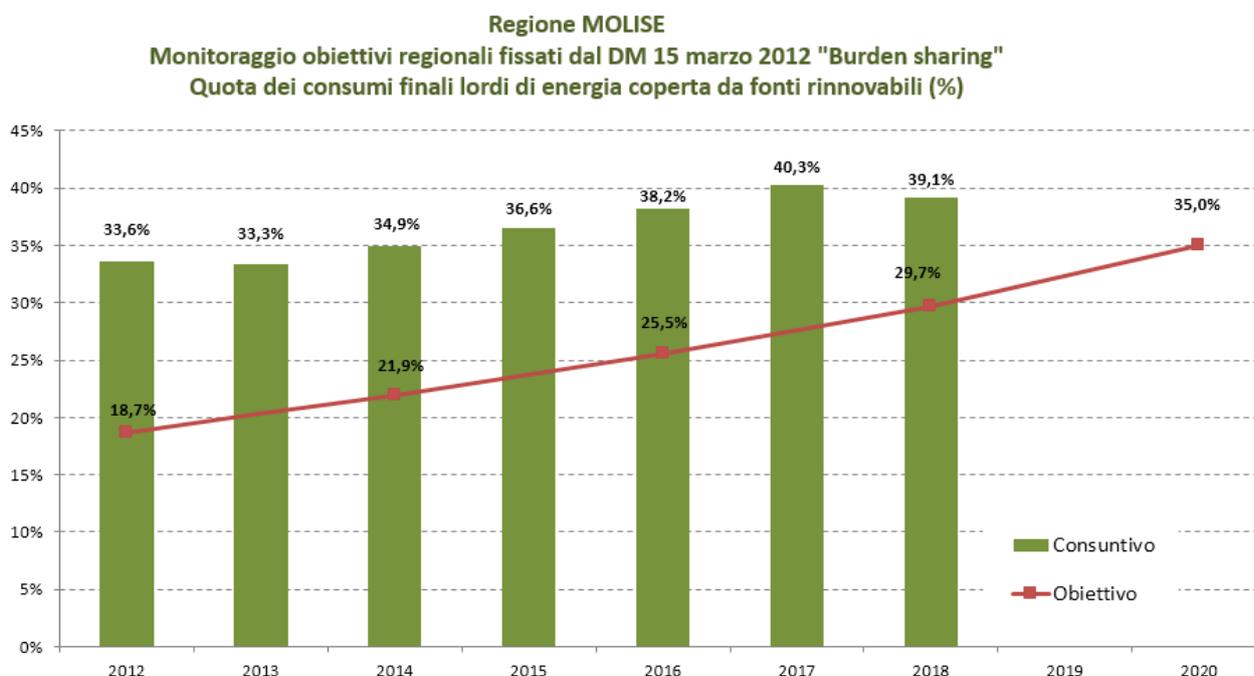
9.1. Quadro generale e Dati Statistici – Il Molise

Un'analisi del territorio nazionale ha consentito di individuare le zone a maggiore producibilità eolica, il Molise è tra le regioni con maggiore producibilità, così come tutte le regioni del sud Italia e delle isole maggiori.

Escludendo le aree in cui gli impianti eolici non sono installabili per ragioni di carattere paesaggistico – ambientale, per la presenza di aree vincolate, o comunque rilevanti paesaggisticamente o per la presenza di corridoi migratori ed escludendo le aree dove esistono problematiche di natura tecnica per motivi orografici, è stata stimata la potenza di impianti eolici installabile nel breve periodo.

Grazie al vento e al sole la regione Molise potrà continuare a giocare, senza ipocrisie, un ruolo di primo piano nel settore del futuro sostenibile a impatto zero tanto in Italia quanto in Europa.

Nel 2018 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili è pari al 39,1%; il dato è superiore sia alla previsione del DM 15 marzo 2012 per lo stesso 2018 (29,7%) sia all'obiettivo da raggiungere al 2020 (35,0%). (fonte GSE)



9.2. Analisi delle ricadute sociali e occupazionali

Il D.lgs. 28/2011, articolo 40, comma 3, lettera a) attribuisce al GSE il compito di: «sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili ed alla promozione dell'efficienza energetica».

L'analisi del GSE utilizza un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali (input – output) ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Tali matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M).

Il ricorso alle metodologie della Tavola input-output e della matrice di contabilità sociale (Sam, Social Accounting Matrix) permette inoltre la quantificazione degli impatti generati da programmi di spesa in termini di:

- ❖ effetti diretti su valore aggiunto e occupazione prodotti direttamente nel settore interessato dall'attivazione della domanda;
- ❖ effetti indiretti generati a catena sul sistema economico e connessi ai processi di attivazione che ciascun settore produce su altri settori di attività, attraverso l'acquisto di beni intermedi, semilavorati e servizi necessari al processo produttivo;
- ❖ effetti indotti - Matrice Sam - in termini di valore aggiunto e occupazione generati dalle utilizzazioni dei flussi di reddito aggiuntivo conseguito dai soggetti coinvolti nella realizzazione delle misure (moltiplicatore keynesiano).

L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcop pubblicata da Eurostat, permette, infine, di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.

9.3. Le ricadute monetarie

Creazione di valore aggiunto



Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.

Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Unità lavorative annue (ULA)

Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno. Ad esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER.

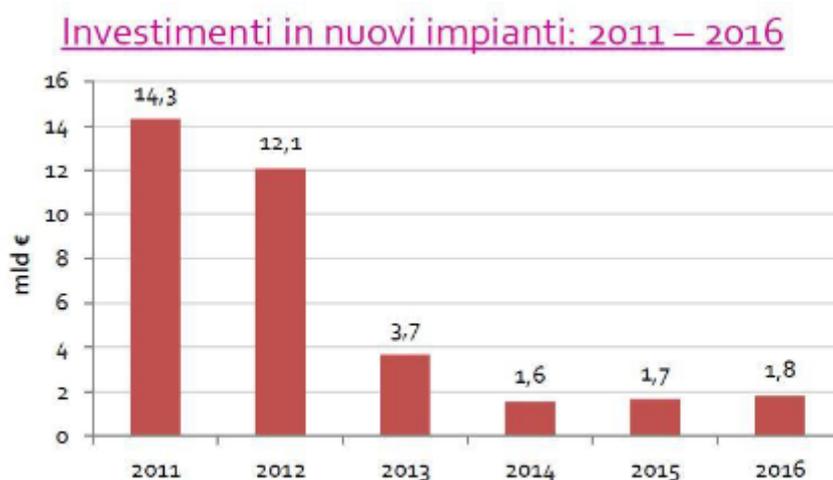
Valori Occupazionali 2011-2016

Utilizzando nel modello di calcolo i dati riguardanti le nuove installazioni (costi in €/kW e nuova potenza installata MW), si è stimato che, nel periodo 2011-2016, gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati in totale a circa 35 miliardi di euro.



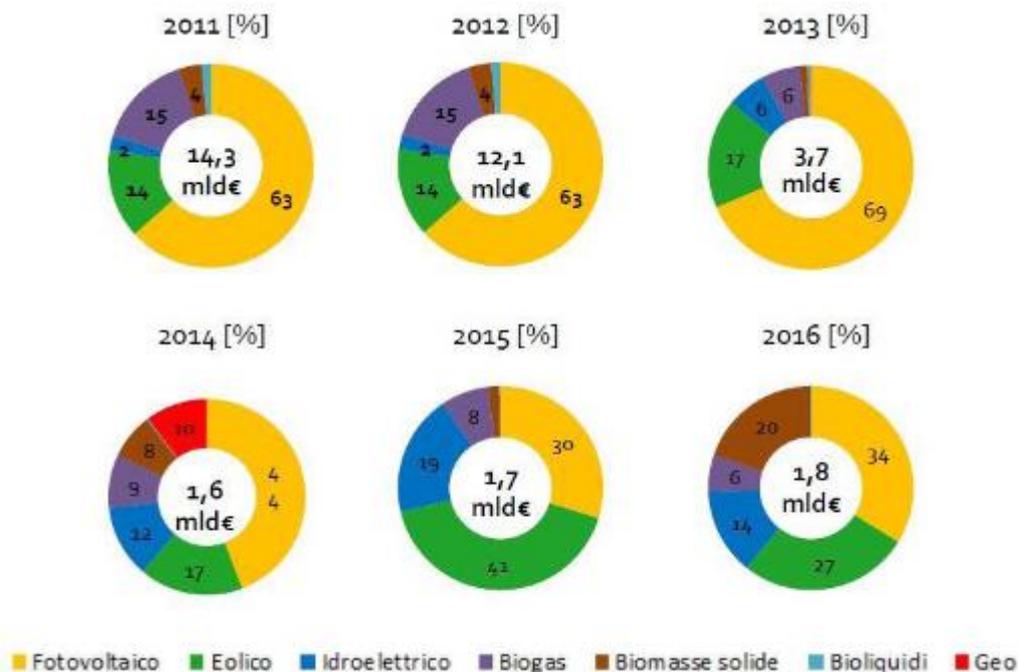
Durante i sei anni monitorati, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono generalmente diminuiti. Essi hanno subito una forte accelerazione verso la fine degli anni 2000 per raggiungere il picco nel 2011. Successivamente, a seguito della revisione al ribasso degli incentivi, gli investimenti hanno cominciato a diminuire, con un decremento più marcato tra il 2012 e il 2013.

Dal 2013 al 2016, gli investimenti hanno ricominciato a crescere seppur molto gradualmente. La maggior parte degli investimenti hanno riguardato nuovi impianti fotovoltaici, nonostante la fine del "Conto Energia". Più in generale il focus di è spostato dai grandi ai piccoli impianti, come ad es: mini e micro impianti eolici e piccoli impianti idroelettrici, ovvero le tipologie ricomprese nei meccanismi di incentivazione.



Fonte: GSE





Fonte GSE

Secondo le analisi del GSE, al loro picco nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette).

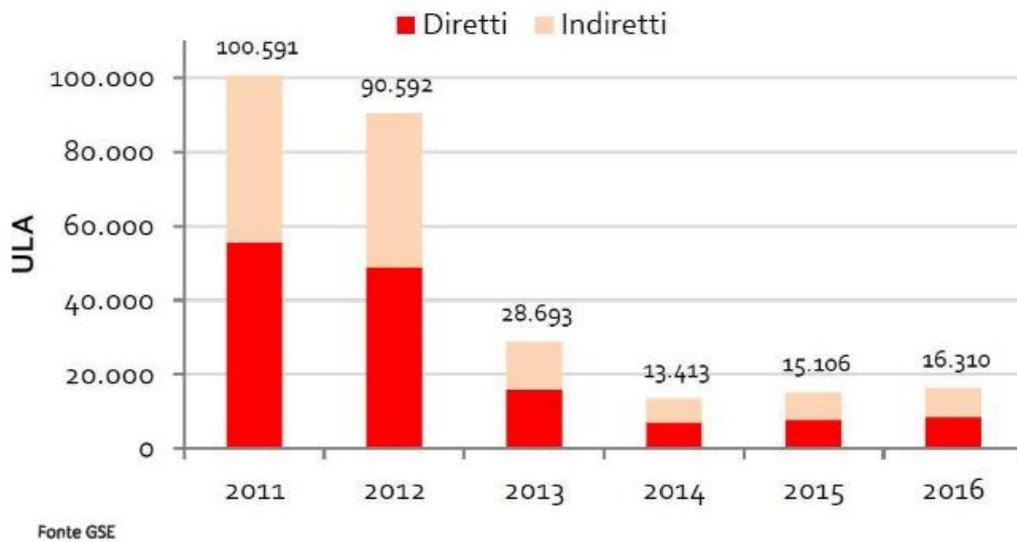
I posti di lavoro generati dalle attività di costruzione e installazione degli impianti hanno poi seguito il trend decrescente degli investimenti.

Nel 2016 le nuove installazioni hanno generato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette.

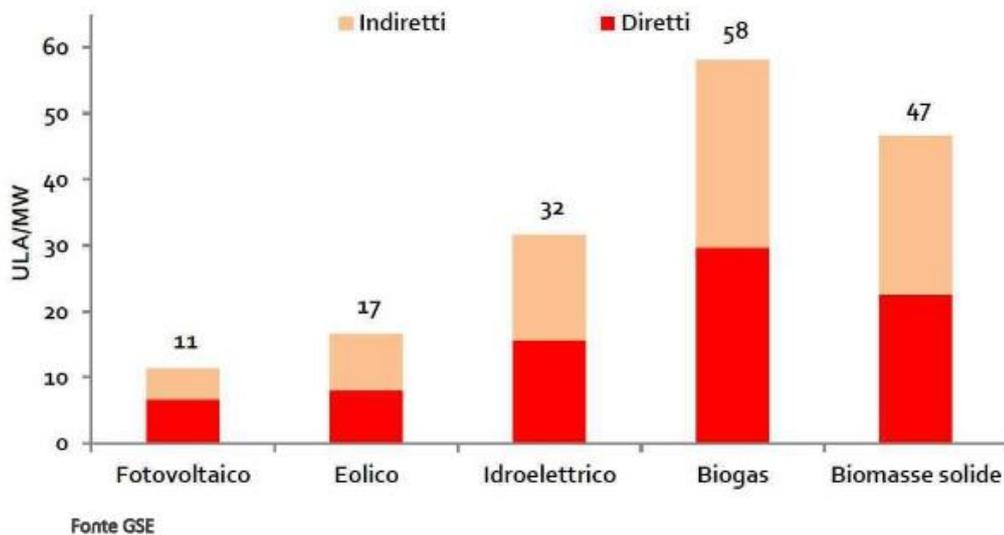
Considerando le ULA/MW, il maggior contributo alla creazione di posti di lavoro viene dalle bioenergie (soprattutto biogas), in virtù di una filiera più complessa e meno interessata dalle importazioni.

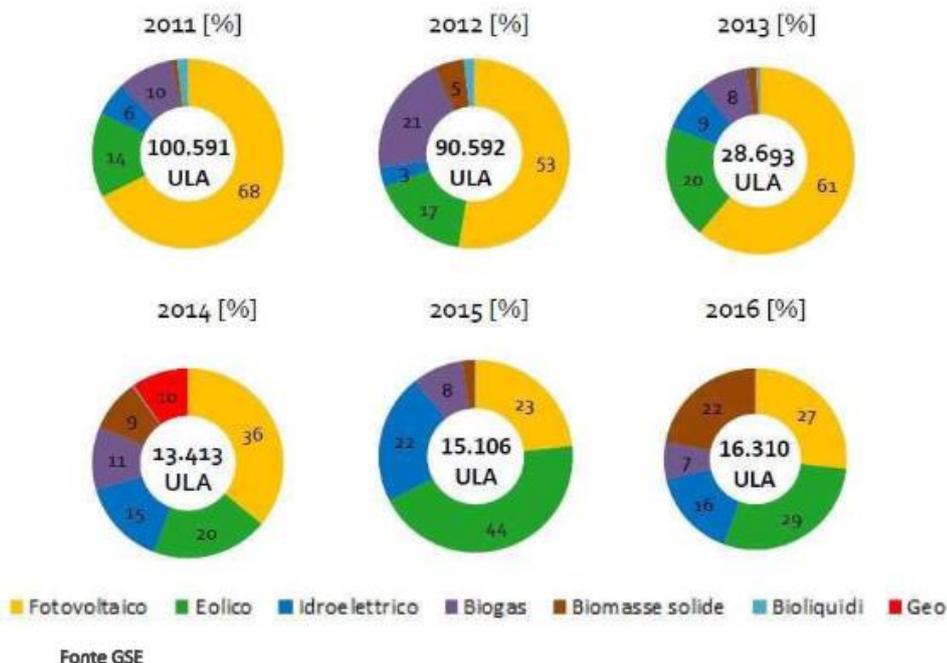


ULA temporanee: 2011 - 2016



ULA/MW 2016



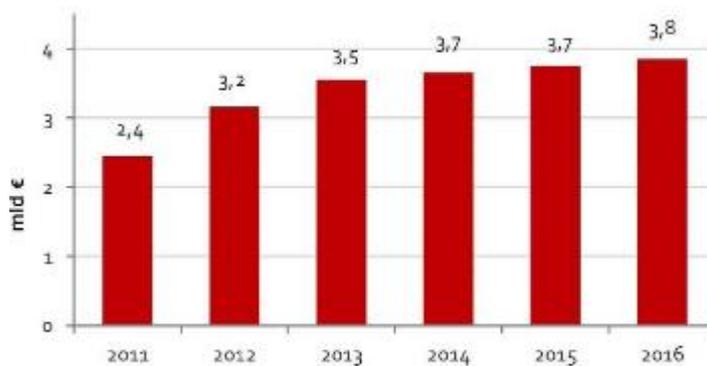


Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti (O&M). L'analisi del GSE mostra come nel 2016 i costi di O&M ammontino a più di 3,8 miliardi di euro a fronte di una potenza installata di oltre 59 GW.

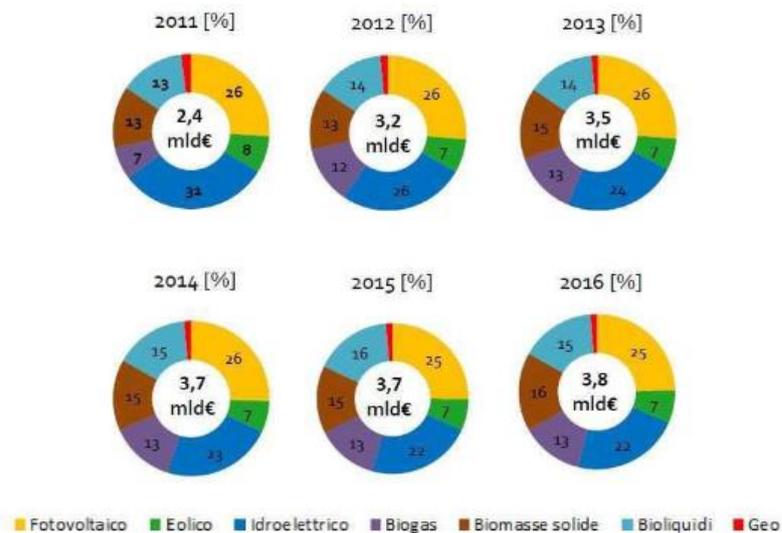
Una buona parte dei costi sostenuti riguardano gli impianti FV. Ciò è principalmente dovuto al gran numero di impianti esistenti (circa 730.000 corrispondenti a quasi 19,3 GW di potenza installata).



Costi di O&M: 2011 - 2016



Fonte: GSE



Fonte GSE

Secondo le analisi del GSE nel 2016, le spese di O&M in impianti FER-E hanno generato circa 23 mila ULA permanenti dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a circa 39,5 mila ULA permanenti (dirette più indirette).

Considerando le ULA/MW, le bioenergie appaiono essere particolarmente efficaci nella creazione di posti di lavoro nelle attività di O&M. Ciò è dovuto in particolare alla fase di approvvigionamento di combustibile. Il settore eolico, nonostante gli ingenti investimenti, si dimostra il meno efficace nel generare ULA permanenti.



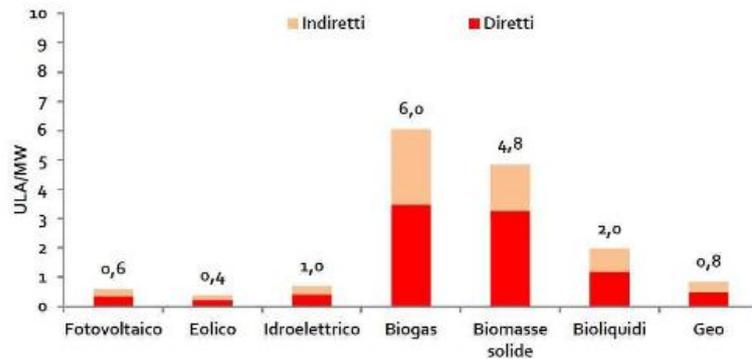
Appare evidente, tuttavia, sottolineare che i nuovi impianti di produzione realizzati al di fuori del mercato in certo senso viziati degli incentivi, produrranno un rapporto decisamente diverso ULA/MW. Tale considerazione nasce anche ai nuovi presupposti introdotti dal meccanismo delle PPA (Power Purchase Agreement); l'impianto realizzato in *market-parity* necessiterà costantemente di competenze altamente specializzate nel trading di energia.

ULA permanenti: 2011 - 2016



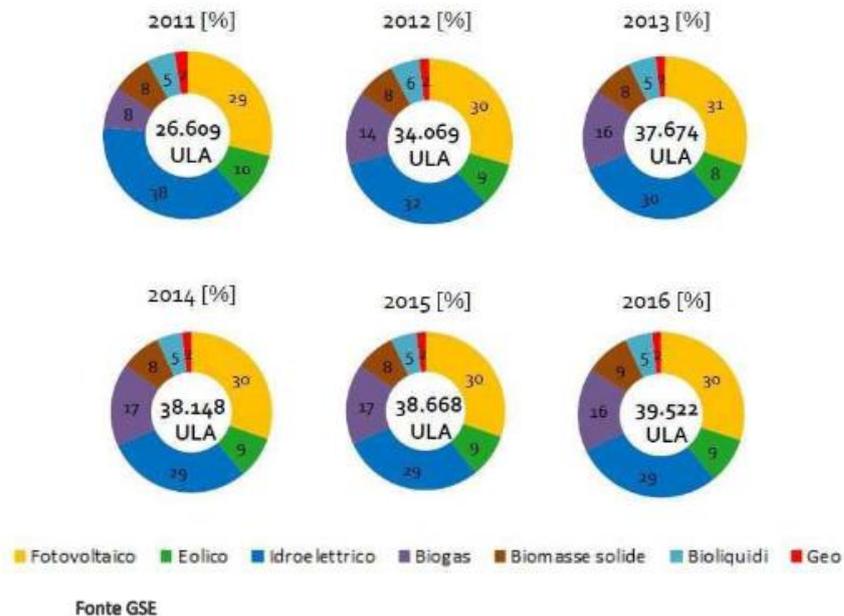
Fonte GSE

ULA/MW 2016



Fonte GSE





Valore Aggiunto: 2011 – 2016

Nel 2016, il settore FER ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 3,3 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%).

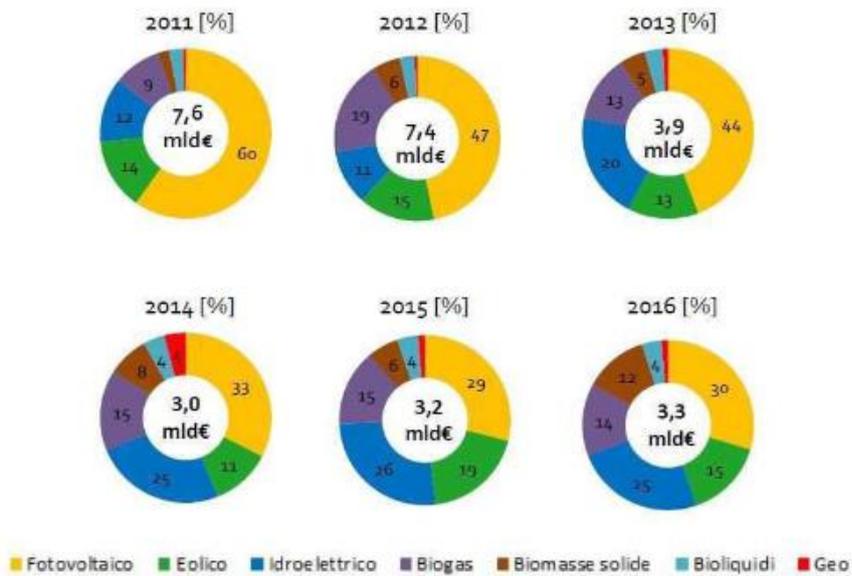
La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni, fermi restando i valori di gettito fiscale diretto.



Valore Aggiunto: 2011 - 2016



Fonte GSE



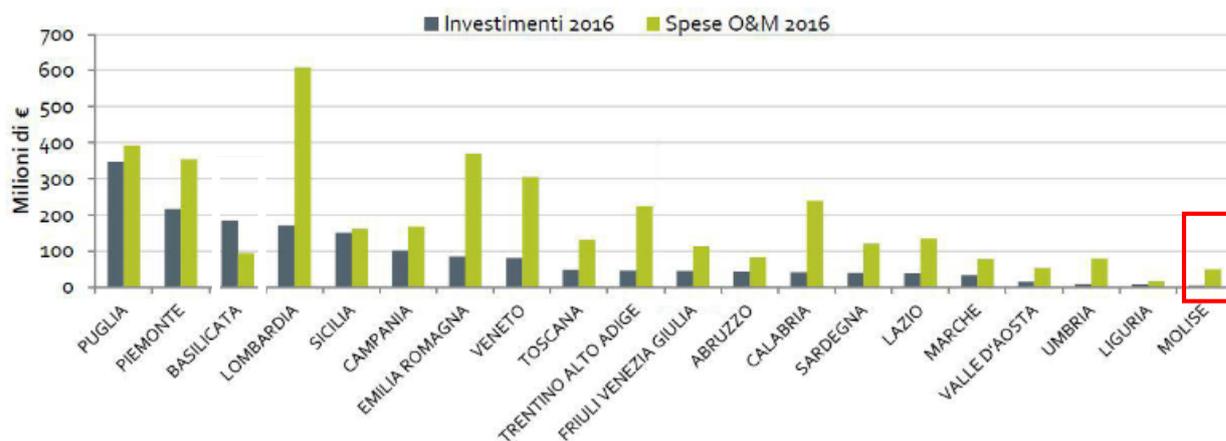
Fonte GSE



9.4. Le ricadute economiche e occupazionali sul territorio

La potenza installata e l'energia prodotta in Molise possono essere messe in relazione con i corrispondenti investimenti attivati e relativi occupati.

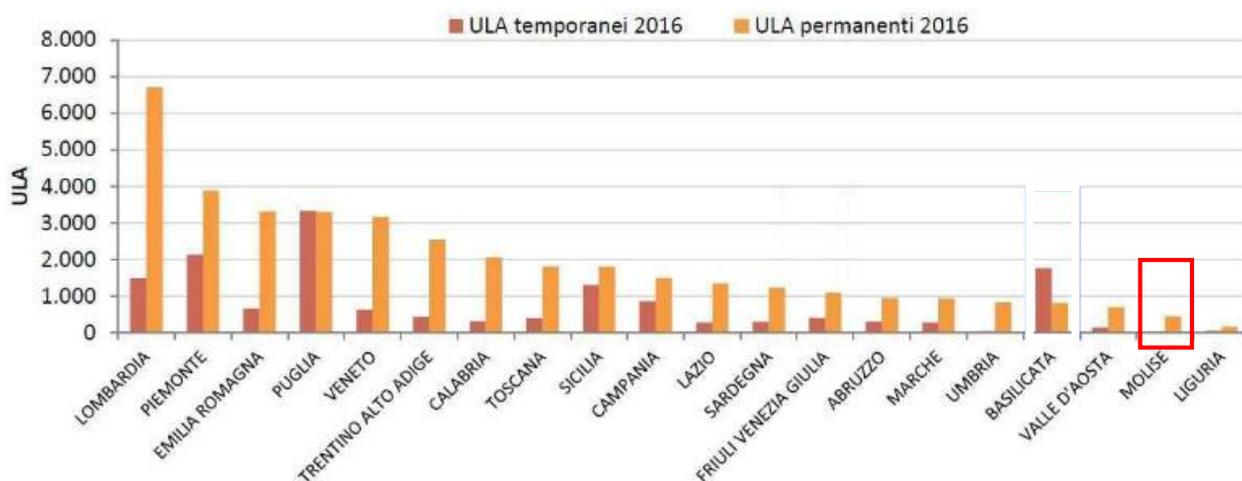
Stima degli investimenti e delle spese di O&M nelle Regioni italiane nel 2016 (mln di €)



Fonte GSE

In Molise nel 2016 sono stati investiti non più di 10 mln di € in nuovi impianti FER-E e spesi circa 50 mln di € per le attività di O&M degli impianti esistenti.

Stima degli occupati temporanei e permanenti nelle regioni italiane nel 2016 (ULA)



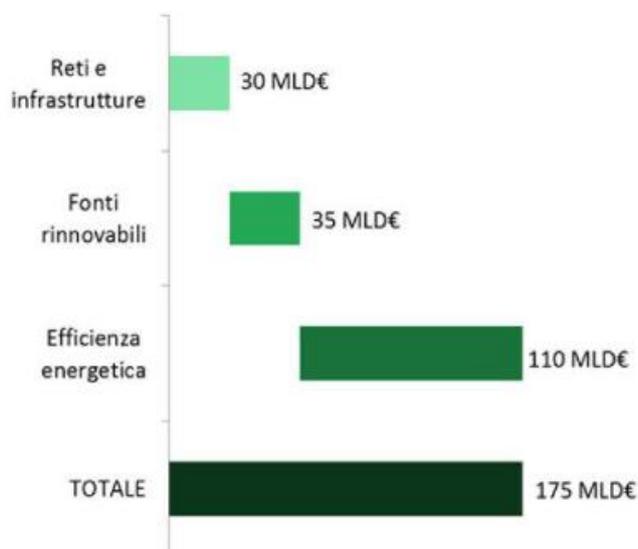
Fonte GSE

L'installazione di nuovi impianti FER-E in Molise ha attivato nel 2016 pochissimi occupati temporanei (in termini di ULA diretti + indiretti), mentre le attività di O&M hanno attivato circa 400 occupati permanenti (in termini di ULA diretti + indiretti).



9.5. La SEN 2017: investimenti e occupati

La SEN (Strategia Energetica Nazionale) prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.



Fonte: SEN 2017

- Fotovoltaico ed eolico: quasi competitivi, guideranno la transizione.
- Idroelettrico: si dovrà principalmente mantenere in efficienza l'attuale parco impianti, cui si aggiungerà un contributo dai piccoli impianti.
- Bioenergie: programmate verso usi diversi (ad es. biometano nei trasporti) per ottimizzare le risorse. Favoriti i piccoli impianti connessi all'economia circolare
- Altre tecnologie innovative: sostegno con strumenti dedicati.

Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua nel periodo 2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe



generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018 - 2030.

9.6. Analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche connesse al progetto in oggetto

Con la realizzazione dell'impianto in oggetto della potenza di picco di circa 48 MW, si intende conseguire un significativo contributo energetico in ambito di produzione di energia elettrica, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Vento.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze di tutela ambientale;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Tutela dell'ambiente

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trovano come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Risparmio di combustibile;
- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Considerando l'impianto in oggetto, l'energia stimata come produzione del primo anno e successivi risulta essere di circa 154.138 MWh possiamo considerare quanto segue in termini di attenzione per l'ambiente per il tempo di vita dell'impianto minimo di 20 anni.



Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie eoliche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo al risparmio di combustibile relativo all'impianto eolico di Rotello può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Risparmio di combustibile	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	28.823,80
TEP risparmiate in 20 anni	576.476,12

Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive

L'impianto eolico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto eolico di Rotello e Montorio nei Frentani, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/k Wh)	474	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno (kg)	73.061.412	57.493	65.816	2.158
Emissioni evitate in 20 anni (kg)	1.461.228.240	1.149.869	1.316.338	43.158

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL



È stata considerata a vantaggio di sicurezza una durata di gestione di 20 anni, che rappresenta certamente una durata minima, ma tali impianti, che hanno incentivi ormai molto vicini alla *grid parity* (visti i ribassi da fare nelle aste), avranno di sicuro un periodo gestionale di almeno 30 anni, durata compatibile con la tecnologia attuale di costruzione delle turbine eoliche.

Ricadute Occupazionali ed Economiche

Oltre ai benefici di carattere ambientale per cui la realizzazione dell'impianto comporta un forte contributo, l'iniziativa della realizzazione dell'impianto eolico di Rotello ha una importante ripercussione a livello occupazionale ed economico considerando tutte le fasi, dalle fasi preliminari di individuazione delle aree a quelle legate all'ottenimento delle autorizzazioni, dalla fase di realizzazione, a quelle di esercizio e manutenzione durante tutti gli anni di produzione della centrale elettrica.

In particolare, i benefici occupazionali ed economici sono riassumibili in:

- realizzazione dei lavori di costruzione delle turbine con il coinvolgimento certo di imprese locali, soprattutto per le opere civili e di movimento terra, quindi con importanti ricadute occupazionali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per le opere di manutenzione dopo la installazione);
- coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni, che si rendono necessari per la installazione delle turbine, e per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per gli interventi di manutenzione dopo la installazione);
- indennizzo ai proprietari dei suoli agricoli che avrebbero un giusto ristoro per la concessione di una residua porzione dei propri suoli, proseguendo allo stesso tempo e senza problemi le attività agricole locali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- indennizzo in termini di contribuzioni comunali come la tassa IMU connessa alle aree di sedime degli aerogeneratori, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- ristori economici comunali in termini di misure di compensazione conseguenti alla installazione dell'impianto su suolo locale, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;



- introiti alle ditte locali connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto (ad esempio, istituti di vigilanza, fornitori di materiale elettrico, ecc.).

Provando ad ipotizzare l'occupazione connessa alla realizzazione dell'impianto in termini di unità lavorative, secondo i parametri riportati dalle analisi di mercato redatte dal Gestore dei Servizi Energetici, possiamo assumere i seguenti parametri sintetici relativi alla fase di Realizzazione e alla fase di Esercizio e manutenzione (O&M):

- Realizzazione - Unità lavorative annue (dirette e indirette): 11 ULA/MW
- O&M – Unità lavorative annue (dirette e indirette): 0.6 ULA/MW

Nello specifico l'impianto di Rotello di 48 MW contribuirà alla creazione delle seguenti unità lavorative annue:

- Realizzazione: 528 ULA
- O&M: 29 ULA

Il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 12 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 18 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	M11	M12
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)												



conversione "Inverter Stations"), dai trasformatori MT/bt, dai Trasformatori AT/MT e dalle strutture di supporto.

Ovviamente vanno anche considerate le attività direttamente connesse alle opere di montaggio e sistemazione stradale.

Come specificato in precedenza, le ricadute economiche positive sono anche quelle indirette dovute al coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni oltre ai contributi locali per l'amministrazione comunale, in termini di oneri contributivi ed indennizzi previsti come misure compensative.

Quindi oltre ai **benefici di carattere ambientale** che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili, esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate, si hanno anche **benefici legati agli sbocchi occupazionali** derivanti dalla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Come evidenziato dall'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche locali, derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico, *si stimano in circa 528 le persone che saranno coinvolte direttamente nella progettazione, costruzione e gestione dell'impianto eolico senza considerare tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto.*

Oltre a ciò è importante valutare l'indotto economico che si può instaurare utilizzando le aree e le infrastrutture degli impianti per organizzare attività ricreative, educative, sportive e commerciali, sempre nel rispetto dell'ambiente e del territorio di riferimento.

Si tratta, infine, di aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio, ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termini ambientali (riduzione delle emissioni in atmosfera ad esempio), che in termini occupazionali e sociali, perché sorgente di innumerevoli occasioni di crescita e lavoro.



10. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

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

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

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

dove:

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

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

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

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



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

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

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

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

Per la singola valutazione si rimanda alle relazioni specialistiche.

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

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

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

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



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

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

Si suppone:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- valore di producibilità annua di un impianto eolico, di circa 154 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	54.718,99	[t/anno]
Petrolio	35.451,74	[t/anno]
Gasolio	33.910,36	[t/anno]
Gas naturale	43.158,64	[mc/anno]
Olio combustibile	34.064,50	[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	1.641.569,70	[t/anno]
Petrolio	1.063.552,20	[t/anno]
Gasolio	1.017.310,80	[t/anno]
Gas naturale	1.294.759,20	[mc/anno]
Olio combustibile	1.021.934,94	[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	54.718,99	31,40	161.634,00	1.013,72	670,09
Petrolio	101	0	0	35.451,74	41,80	149.670,16	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	33.910,36	42,60	111.448,01	317,81	203,95
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	43.158,64	36,10	86.969,06	389,51	0,59
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	34.064,50	41,00	108.938,26	279,33	1.294,45

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

Combustibile	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	4.849.019,93	30.411,72	20.102,66
Petrolio	4.490.104,68	0,00	0,00
Gasolio	3.343.440,16	9.534,24	6.118,38
Gas naturale	2.609.071,85	11.685,20	17,76
Olio combustibile	3.268.147,94	8.379,87	38.833,56

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

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

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

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

Alternativa 0 – Centrale termoelettrica di pari potenza;

Alternativa 1 – Parco eolico



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

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

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

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

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

