



REGIONE EMILIA ROMAGNA
PROVINCIA DI PARMA
COMUNE DI BORGO VAL DI TARO



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DEL PARCO EOLICO
"MONTE CROCE DI FERRO"

Potenza complessiva 30 MW

PROGETTO DEFINITIVO
DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE
INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI



RS-10

ANALISI COSTI-BENEFICI

COMMITTENTE

**BORGOTARO
WIND**

**Piazza del Grano 3
39100 Bolzano, Italia**

GRUPPO DI LAVORO

Ing. GIUSEPPE STEFANINI: progettista opere civili, idrauliche e calcoli strutturali

Ing. PIETRO RICCIARDINI (GEOTECH srl): progettista opere elettriche e sottostazione

Ing. GIULIO BARTOLI, Dott. Geol. STEFANO MANTOVANI (MMA srl): SIA, studi paesaggistici, relazioni specialistiche, studio geologico geotecnico, studio di impatto acustico, simulazioni fotografiche

Dott.ssa. MARIA GRAZIA LISENO (NOSTOI srl): studio archeologico

Prof. DINO SCARAVELLI (Coop. S.T.E.R.N.A.): relazione faunistica, piano di monitoraggio faunistico, avifaunistico e chiroteri, relazione floristico-vegetazionale

Arch. LUCIANO SERCHIA: consulente paesaggistico

Arch. STEFANO BOTTI (ABACUS sas) geom. CESARE SCHIATTI (STUDIO ARCO srl): rilievi aerofotogrammetrici e GNSS, documentazioni fotografiche da drone e da terra

Arch. MATTEO MASCIA: modellazione tridimensionale e renderizzazione fotorealistica

Dott. ENRICO CIRCELLI: consulenza micologica

Dott. Forestale FRANCESCO MARIOTTI: progettista interventi forestali compensativi

SCALA:

FIRME



Giulio Bartoli



Stefano Mantovani

Rev.	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato	Data
00	Prima emissione	Bertani	Mantovani	Piovatucci A.	Marzo 2022
01	Integrazione nota ARPAE SAC Parma Prot. n. 203102/2022 del 12/12/2022	Bertani	Mantovani	Piovatucci A.	Marzo 2023



REGIONE EMILIA ROMAGNA

Comune di Borgo Val di Taro (Parma)

BORGOTAROWIND

Borgotaro Wind Srl

Piazza del Grano 3, Bolzano, P.IVA e Cod. Fisc. 03127880213

**PROGETTO DEL
PARCO EOLICO “MONTE CROCE DI FERRO”,
DELLE OPERE CONNESSE E
DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI**

**RS-10
ANALISI COSTI BENIFICI**

Revisione 01 d.d. marzo 2023



INDICE

1	PREMESSA	3
2	ANALISI DEL PROGETTO	5
2.1	Descrizione del progetto	5
2.2	Analisi dei costi	8
2.2.1	Costi di Costruzione (CAPEX)	8
2.2.2	Costi di Manutenzione ed Esercizio (OPEX).....	8
2.3	Analisi dei ricavi	9
2.3.1	Finanziamento	9
2.4	Analisi della sostenibilità finanziaria	9
3	CALCOLO COSTI-BENEFICI FINANZIARI	9
3.1	Misure di compensazione e riequilibrio ambientale	10
4	COSTI-BENEFICI AMBIENTALI	10
4.1	Viabilità	11
4.2	Relazione geologica, geotecnica e sismica	11
4.3	Relazione Archeologica	12
4.4	Impatto Visivo	12
4.5	Inquinamento Acustico ed Elettromagnetico	13
4.6	Fauna e Vegetazione.....	14
4.7	Piano di dismissione	14
5	COSTI-BENEFICI SOCIO-ECONOMICI	15
5.1	Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale in fase di cantiere e di esercizio	15
5.2	Salute e sicurezza pubblica	16
6	ANALISI MULTICRITERI SPEDITIVA	17
6.1	Premessa.....	17
6.2	Analisi comparativa.....	18



1 PREMESSA

Il presente elaborato è stato revisionato al fine di recepire le integrazioni richieste con note prot. 203102/2022 trasmessa in data 12/12/2022 e prot. 205606/2022 trasmessa in data 15/12/2022 da parte di ARPAE Servizio Autorizzazioni e Concessioni di Parma.

Il presente elaborato è stato altresì redatto tenendo in considerazione le modifiche progettuali introdotte rispetto alla proposta progettuale iniziale sottoposta ad iter procedurale di PAUR e che sono meglio descritte nelle premesse dell'elaborato RI-R.0.

Su incarico conferito da “Borgotaro Wind S.r.l.” in merito alla realizzazione del parco eolico “Monte Croce di Ferro” situato in località Borgo Val di Taro (PR), costituito da 7 aerogeneratori per una potenza complessiva di impianto di 30,0 MW, si è proceduto alla stesura del presente documento con lo scopo di analizzare i costi e i benefici derivanti dalla realizzazione del parco eolico in oggetto. La costante crescita di fabbisogno energetico e i drammatici cambiamenti climatici hanno indotto gli Stati a implementare l'utilizzo di fonti rinnovabili in grado di produrre energia pulita, senza l'emissione di sostanze nocive ed inquinanti. L'incremento della produzione di energia da tali fonti, congiuntamente ai risparmi energetici e all'aumento dell'efficienza energetica, costituisce uno dei capisaldi della politica dell'Unione Europea di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e della dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili tradizionali. Nel 2007 l'Unione Europea si è posta come obiettivo la diminuzione, entro il 2020, del 20% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 e del 40% entro il 2030. Inoltre, l'UE ha stabilito che nel 2030 la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili dovrà rispettare almeno il 32% del fabbisogno.

Per la realizzazione degli obiettivi prefissati e per l'applicazione delle direttive europee sono state attuate, anche in Italia, politiche green: nel 2019 il GSE (Gestore dei servizi energetici) ha destinato alla promozione e alla gestione di attività mirate alla transazione energetica 14.8 miliardi di euro, di cui 13 miliardi per l'incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (fonte: Rapporto delle attività 2019 – GSE, pag. 119).

Nel 2019, per il sesto anno consecutivo, l'Italia ha rispettato la soglia del 17% dei consumi soddisfatti tramite l'impiego di fonti rinnovabili (Direttiva 2009/28/UE per l'anno 2020), attestandosi al 18%. L'eolico, in particolare, ha ricoperto il 17.5% della produzione totale delle FER, le fonti energetiche rinnovabili (fonte: Rapporto 2020 – ANEV, pag. 8).

Nell'ultimo anno le wind farms italiane hanno prodotto complessivamente 20.06 TWh di energia, coprendo i fabbisogni domestici di circa 20 milioni di persone, evitando così il consumo di 25 milioni di barili di petrolio corrispondenti a circa 12 milioni di tonnellate di CO₂ (fonte: Rapporto 2020 – ANEV, pag. 4).

Grazie all'efficientamento e all'affidabilità degli aerogeneratori di ultima generazione, l'eolico è diventato economicamente competitivo se paragonato alle tradizionali fonti a combustione e risulta essere una delle soluzioni più convenienti per far fronte, da un lato, alla crescente richiesta di energia e, dall'altro, alla riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti.

Attualmente l'Italia importa oltre il 13% del proprio fabbisogno energetico e acquista l'80% delle materie prime per la produzione dell'energia e questo lo rende fortemente dipendente dall'estero (fonte: Rapporto 2020 – ANEV, pag. 4), dalle tensioni geopolitiche mondiali e soggetta alla fluttuazione dei prezzi. Un maggior utilizzo delle fonti rinnovabili aumenterebbe la sicurezza energetica del nostro Paese, incidendo positivamente sulla bilancia import-export; inoltre, lo sviluppo delle *renewable energies* consente di implementare l'innovazione tecnologica e crea nuovi posti di lavoro.

In sede di analisi e valutazione di un progetto, in particolare di confronto comparativo rispetto a possibili soluzioni alternative, le variabili prese in considerazione sono di varia natura. La seguente analisi costi benefici analizza gli effetti finanziari, ambientali e socioeconomici legati all'iniziativa. Nonostante un parco eolico risulti essere economicamente efficiente e non inquinante, non può essere considerato ad impatto ambientale nullo: per questo è necessario identificare e stimare, dove possibile, le esternalità negative qualora il progetto venga attuato. Tale analisi risulta complessa in quanto vengono valutati beni per i quali non vi è un mercato e come tale non presentano un prezzo da esso definito.



Se nel valutare un progetto privato di investimento le decisioni delle imprese e dei singoli agenti economici sono generalmente guidate dalla massimizzazione del profitto, quando da tali investimenti derivano conseguenze su interessi della collettività considerati dall'ordinamento pubblico meritevoli di tutela, viene richiesto di integrare l'analisi (e giustificare l'investimento) sulla base del benessere creato per la collettività.

L'obiettivo metodologico dell'analisi costi benefici è quello di comparare i benefici e costi (effettivi) associati alla realizzazione del progetto a fine di stabilire se lo stesso produce un incremento o una riduzione nel livello di benessere di una collettività tale da consigliarne o meno la realizzazione.

La valutazione è generalmente fatta comparando le situazioni con e senza l'attuazione del progetto (opzione zero).

L'analisi che segue presenta in modo dettagliato il progetto proposto, esaminando i risultati finanziari e analizzando, per quanto possibile, le esternalità positive e negative relative all'aspetto ambientale e socioeconomico. Infine, tramite un'analisi multicriteri speditiva, si riassumono le criticità tracciandone una valutazione complessiva.



2 ANALISI DEL PROGETTO

2.1 Descrizione del progetto

Il progetto generale descritto nella presente relazione nasce dalla volontà della Società Proponente di realizzare un parco eolico per la produzione di energia elettrica denominato “Monte Croce di Ferro”, da costruire lungo il crinale omonimo posto nel territorio del comune di Borgo Val di Taro (PR).

L'impianto, proposto dalla società Borgotaro Wind S.r.l., sarà costituito da 7 aerogeneratori della potenza massima di 6,1 MW ove i singoli aerogeneratori saranno limitati a 4,2, 4,3 o 4,5 MW al fine di rispettare il vincolo della potenza massima di impianto di 30 MW sul punto di connessione alla RTN, in aderenza e nel rispetto della STMG ottenuta da Terna e accettata dalla scrivente società (elaborato AE-1_riservato). Da tali aerogeneratori, posti lungo una fascia di circa 2,3 km e compresi in un intervallo altimetrico di 135 m e collegati tra loro a gruppi in numero variabile da due a tre, l'energia elettrica prodotta verrà convogliata tramite un cavidotto interrato al punto di raccolta e consegna (sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT) e successivamente alla futura stazione elettrica Terna, prevista sempre nel territorio comunale di Borgo Val di Taro.

Il sito di intervento si colloca in prossimità del confine con la Regione Toscana, coincidente in quella zona con il dislivello delle acque, e si sviluppa lungo il pendio Emiliano distanziandosi dalla linea di massima quota da un minimo di 90 m ad un massimo di 620 m.

Il progetto è il risultato di una serie di studi che hanno preso in considerazione numerosi fattori, quali l'anemologia, l'orografia e l'accessibilità del sito, con lo scopo di massimizzare il rendimento dei singoli aerogeneratori e dell'impianto nel suo complesso, attraverso l'utilizzo di software appositi, nel rispetto della normativa vigente.

Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto (aerogeneratore di progetto) è un aerogeneratore ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 6,1 MW, limitata a 4,2, 4,3 o 4,5 MW, le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 158 m, posto sopravvento alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il trasformatore BT/MT e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio, avente altezza fino all'asse del rotore pari a massimi 132 m;
- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 200,0 m;
- diametro massimo alla base del sostegno tubolare: 4,95 m;
- area spazzata massima: 19.607 mq.

La velocità del vento di avviamento (o velocità di cut-in) è la minima velocità alla quale la macchina inizia a ruotare ed è pari a 3,0 m/sec; una volta che la velocità del vento supera il valore corrispondente alla velocità di avviamento la potenza cresce al crescere della velocità del vento. La potenza cresce fino alla velocità nominale e poi si mantiene costante fino alla velocità di fuori servizio o di cut-out (25 m/sec); per ragioni di sicurezza, a partire dalla velocità nominale, la turbina si regola automaticamente e l'aerogeneratore fornirà la potenza nominale servendosi dei suoi meccanismi di controllo.

Le opere civili previste per la realizzazione del campo eolico sono di seguito elencate:

- viabilità interna: è costituita da una serie di strade e di piste di accesso, in parte esistenti e in parte di nuova realizzazione, che consentono di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. La progettazione stradale è stata svolta tenendo conto del fatto che la movimentazione dei pezzi componenti l'aerogeneratore e delle



gru necessarie per il loro montaggio richiede una geometria stradale avente le seguenti caratteristiche minime:

- larghezza netta della pista 4,50 m
- raggio minimo di curvatura 24,00 m
- allargamento della pista in corrispondenza delle curve fino a 13 m totali
- pendenza longitudinale massima 21%
- raggio di curvatura minimo altimetrico 200,00 m

I rilevati stradali saranno realizzati utilizzando, per quanto possibile, il materiale presente in sito mediante stabilizzazione con calce per i rilevati e realizzazione di terre armate per il sostegno degli stessi. Dopo l'esecuzione della necessaria compattazione, verrà steso uno strato di geotessile, quindi verrà realizzata una fondazione in misto granulare dello spessore di 30 cm e infine uno strato superficiale di massicciata tipo A1-b D<30mm UNI 10006 dello spessore di 10 cm.

- piazzole provvisorie: sono state dimensionate per consentire il montaggio a terra del braccio della gru principale a mezzo di altre due gru di supporto. Una volta completate le fasi di montaggio degli aerogeneratori si provvederà a ripristinare le parti delle piazzole provvisorie non più necessarie ai fini dell'accesso alle zone più prossime all'aerogeneratore, che andranno a costituire le piazzole definitive. In alcuni casi il ripristino comporterà la rimozione delle opere realizzate con la reintroduzione dello stato ante-operam, in altri casi il ripristino prevederà il ricoprimento delle parti delle piazzole provvisorie non più necessarie con relativo rinverdimento. Anche per la realizzazione delle parti in rilevato delle piazzole provvisorie si privilegerà l'impiego di terreni provenienti dagli scavi stabilizzata con la calce e sostenuta con la per la realizzazione di terre armate. La pavimentazione delle piazzole provvisorie sarà realizzata con le stesse modalità previste per le strade costituenti la viabilità.
- piazzole definitive: saranno ricavate dalle piazzole provvisorie ripristinandone la parte non più necessaria in fase di esercizio; anche la pavimentazione delle piazzole provvisorie sarà costituita da uno strato di misto stabilizzato dello spessore minimo di 40 cm.
- opere di sostegno: la particolare morfologia del terreno, i vincoli imposti alla geometria stradale della viabilità di collegamento, l'opportunità di ridurre le dimensioni del sedime di occupazione delle opere di progetto rendono necessaria la realizzazione di significative opere d'arte, per lo più costituite da terre armate che assolveranno sia alla funzione di sostegno del rilevato stradale e dei rilevati costituenti le piazzole sia a quelle di stabilizzazione del fronte scavo nei tratti di strada in trincea e nelle parti di piazzola ricavate in scavo. Date le caratteristiche del terreno movimentato, che interesserà principalmente la coltre superficiale di natura argilloso-limosa, il materiale necessario per la realizzazione delle terre armate sarà prelevato direttamente in sito. Ove le condizioni lo rendono necessario, per adeguare le strade comunali esistenti, verranno realizzati dei By-Pass e allargamenti a monte e a valle della sede viaria, intervenendo anche con soluzioni con paratie in micropali tirantate.
- opere di attraversamento e deviazione dei corsi d'acqua minori: la realizzazione della viabilità interna e delle piazzole presenterà alcune interferenze con la rete idrografica di 2° ordine (rii) e in casi più frequenti con quelle di 3° ordine (impluvi) della zona di intervento. Si prevede pertanto di realizzare un sistema di fossi di guardia e di tombini in modo da garantire una corretta regimazione delle acque intercettate dalle nuove opere ed il loro corretto convogliamento nella rete idrografica esistente. Nei punti di intersezione delle nuove opere, i corsi d'acqua intercettati risultano caratterizzati da bacini di estensione limitata, in quanto l'area d'intervento risulta situata in prossimità di una zona di crinale.
- opere di regimazione idraulica in adiacenza alle frane attive: trattasi di interventi di regimazione delle acque superficiali da attuarsi in prossimità dei principali corpi instabili, ubicati in adiacenza alla futura stazione elettrica Terna e all'area di cantiere. Saranno costituiti da fossi di guardia e tubi, per il convogliamento delle acque ai rii prossimi ai dissesti;



tali interventi non interferiranno con i corpi di frana che non saranno interessati da interventi diretti ed avranno la funzione di impedire il ruscellamento e infiltrazione delle acque superficiali all'interno dei corpi di frana stessi.

- fondazioni degli aerogeneratori: le torri degli aerogeneratori saranno fissate ad un elemento circolare di base in acciaio, a sua volta annegato all'interno di una fondazione tronco-piramidale in conglomerato cementizio armato, progettata per resistere al peso proprio della struttura e alle sollecitazioni cinematiche provocate dai sismi e dal vento. Date le caratteristiche del terreno risultanti dalle indagini geologiche e geotecniche condotte sulle singole postazioni degli aerogeneratori, la fondazione sarà del tipo su pali di grande diametro in calcestruzzo armato. La dimensione del plinto sarà circolare con diametro di 24 m con n. 16 pali trivellati da 100 cm e lunghezza variabile da 15 a 27 m. L'altezza del plinto sarà variabile da 1,50 m a 4,35 m.
- elettrodotti interrati: al di sotto della viabilità interna al parco correranno i cavi di media tensione che trasmetteranno l'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori alla sottostazione MT/AT e quindi alla rete elettrica nazionale. Lo scavo per l'alloggiamento del cavidotto, della profondità non inferiore a 1,30 m, sarà di larghezza variabile a seconda del numero di terne contenute; queste verranno collocate su uno strato di sabbia dello spessore di 10 cm, ricoperte con un ulteriore strato di sabbia di 30 cm, all'interno del quale troveranno posto anche il cavo in rame per la messa a terra, il cavo di comunicazione in fibra ottica per il sistema di controllo del parco (all'interno di un tubo in PVC del diametro di 50 mm) e uno o più elementi di resina a protezione dei cavi. La restante porzione dello scavo sarà riempita con materiale arido, all'interno del quale sarà collocato il nastro segnalatore. Il percorso del cavidotto verso la sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT seguirà, nel tratto che scende verso l'abitato di Borgo Val di Taro, il tracciato di vecchie strade interpoderali e comunali con un minimo impatto sulla viabilità ordinaria e senza interferenze con le zone boschive.
- sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT 30/132 kV: il collegamento alla RTN verrà realizzato mediante punto di raccolta ed elevazione 30/132 kV collegato in antenna a 132 kV alla futura stazione di smistamento a 132 kV della RTN nel Comune di Borgo Val di Taro (PR) da inserire in entra-esce sulle linee a 132 kV “Pontremoli RT – Borgotaro RT” e “Borgotaro RT – Berceto”. Progettualmente è previsto anche un collegamento provvisorio alla RTN: dal punto di vista elettrico la connessione avverrà tramite un cavo interrato a 132 kV in partenza dalla futura sottostazione MT/AT che, arrivato “al punto di consegna”, salirà in aereo tramite porta terminale aereo – cavo. Da qui la connessione, passando per il sezionatore, salirà con una calata dei conduttori aerei della linea a 132 kV “Pontremoli RT – Borgotaro RT” che in quel tratto ha le terne in parallelo. Tale sistema di inserimento su una linea esistente viene definito “T rigido”. La nuova sottostazione elettrica di trasformazione verrà realizzata in un'area attualmente agricola posta all'esterno dell'abitato di Borgo Val di Taro e lungo il tratto della strada comunale ex S.S. 523; il profilo altimetrico del terreno porta a realizzare la superficie della nuova sottostazione elettrica di trasformazione con paratie di contenimento in pali di grande diametro e tiranti sub orizzontali. La disposizione sarà comunque in andamento con la superficie esistente e mitigata con l'inserimento di essenze arboree e sistemazioni a verde. L'accesso alla futura sottostazione elettrica di trasformazione, condiviso con quella della futura stazione elettrica di smistamento RTN, avverrà direttamente dalla strada comunale utilizzando un percorso interno esistente che sarà opportunamente adeguato. Il layout elettromeccanico della sottostazione utente è predisposto al fine di prevedere la possibilità di realizzare in futuro un condominio in conformità a quanto richiesto da Terna Spa in STMG.
- futura stazione di smistamento RTN a 132 kV: è prevista nel Comune di Borgo Val di Taro (PR) da inserire in entra-esce sulle linee a 132 kV “Pontremoli RT – Borgotaro RT” e “Borgotaro RT – Berceto”; questa futura stazione di smistamento provvederà così ad



alimentare l'esistente cabina RFI di Borgotaro. La futura stazione Terna verrà realizzata nella stessa zona della sottostazione elettrica di trasformazione e ad essa adiacente, ma con dimensioni maggiori connesse con il posizionamento delle apparecchiature elettromeccaniche e il collegamento alla rete elettrica esistente. A monte verrà realizzata una paratia in pali e tiranti, in analogia a quelli previsti per la sottostazione elettrica di trasformazione, e a valle il terreno verrà raccordato con terre armate e scarpate stabili in modo da adeguarsi alla morfologia esistente. Verranno previste anche in questo caso mitigazioni ambientali con l'inserimento di essenze arboree e sistemazioni a verde.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati progettuali del progetto definitivo.

2.2 Analisi dei costi

Il presente Piano Finanziario comprende l'analisi dei costi dell'intero impianto e delle opere ed infrastrutture connesse necessarie per la realizzazione, la gestione, la manutenzione e l'esercizio durante la vita utile dello stesso. I costi si dividono principalmente in Costi di Costruzione (CAPEX) e Costi di Manutenzione ed Esercizio (OPEX).

2.2.1 Costi di Costruzione (CAPEX)

L'importo complessivo per la realizzazione dell'opera si attesta intorno ai 56.6 milioni di € + IVA (vedi elaborati e PA-R.7.1 e PA-R.8). Per i costi di costruzione sono state computate le seguenti voci:

- Aerogeneratori: il costo totale si intende comprensivo di fornitura, trasporto, montaggio, apparecchiatura elettronica di funzionamento ed ausiliaria, strumentazione opzionale per illuminazione ecc. Il prezzo di riferimento si basa sui valori delle recenti contrattazioni.
- Opere Elettromeccaniche: il costo, come da computo metrico, comprende la fornitura e la posa in opera dei cavidotti di media tensione (comprensivi della corda di rame di messa e terra e della fibra ottica) nonché il costo di realizzazione della stazione di trasformazione lato utente e relativi raccordi in AT;
- Opere Civili: comprende il costo totale delle opere civili, come da computo metrico, relative alla realizzazione di tutte le opere temporanee e permanenti necessarie per la realizzazione;
- Terreni: è stata considerata la condizione più onerosa a seguito del raggiungimento di accordi con tutti i proprietari dei terreni necessari per la realizzazione ed esercizio dell'impianto. Questa voce comprende i costi relativi alle tasse e agli atti notarili;
- Management Sviluppo e Costruzione: Si comprendono oneri per i professionisti interni ed esterni;
- Costi di Connessione alla RTN;
- Altri costi di costruzione: è stata computata una voce generica che comprende diverse spese "minori" nonché tutti i costi relativi ai professionisti, le indagini geologiche e diverse attività professionali che si dovessero rendere necessarie;
- Costi di finanziamento: comprendono i costi relativi all'apertura del finanziamento, nonché tutte le attività di verifica e controllo sulla documentazione amministrativa e sulla documentazione tecnica eseguita indipendenti commissionate dagli Enti finanziatori;
- Contingency: è stata computata una voce extra a copertura di eventuali costi ulteriori e non schedati.

2.2.2 Costi di Manutenzione ed Esercizio (OPEX)

Per i costi di manutenzione si prevede una spesa minima annuale di circa 1.200.000 €. Tali costi sono composti dalle seguenti voci:

- Costi Fissi di Manutenzione (Operation&Maintenance): comprendono tutti i costi per la manutenzione ordinaria di tutte le opere, meccaniche, elettriche, civili ecc., dell'impianto;
- SLA: i contratti sono sia di natura tecnica che amministrativa;
- Misure compensative: è stato computato il costo annuale imputabile alle compensazioni ambientali predisposte;
- Tasse e imposte varie;



- Assicurazioni: dal personale che cura la gestione dello stesso, ed eventuali danni ad opere, linee di comunicazione ecc. di natura pubblica.
- Spese per elettricità;
- Affitto terreni;
- Spese varie;
- Contingency: è stata computata una voce extra a copertura di eventuali manutenzioni straordinarie in capo alla società.

I costi di manutenzione ed esercizio vengono indicizzati annualmente con un tasso medio di mercato.

2.3 Analisi dei ricavi

Il calcolo dei ricavi si basa sui dati di produzione di energia elettrica calcolati sulla base della Relazione Anemologica e Studio di Produttività (PA-R.15). Dai dati geografici e climatologici sito-specifici è stato possibile stimare una producibilità netta di impianto pari a 91.4 GWh annui, corrispondenti a 3047 ore di funzionamento.

Attualmente, per il calcolo dei ricavi vengono utilizzati i prezzi di Poyry Q1 2021 Zonal Onshore Wind captured prices - North – Central Scenario.

2.3.1 Finanziamento

La costruzione dell'impianto verrà presumibilmente finanziata secondo regola in ambito di “Finanziamento a Progetto” (Project Finance).

2.4 Analisi della sostenibilità finanziaria

La tabella sottostante, ricavata dal Business Plan redatto internamente dalla società proponente il progetto, riporta le stime relative ai ricavi (Total Revenues), alle spese operative (OpEx) e alla tassazione (Tax) utili per dimostrare la sostenibilità finanziaria del progetto nei primi dieci anni di operatività.

Dai flussi di cassa risultanti nell'ultima riga (calcolati come EBITDA al netto della tassazione) emerge chiaramente che il progetto è finanziariamente sostenibile; la recente impennata del prezzo dell'energia ha ulteriormente incrementato la capacità di generare cassa.

Borgotaro Wind - Wind Farm	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Total Revenues	1.225	9.225	8.856	8.883	9.321	9.413	9.592	9.524	9.629	9.968
Total Opex	(39)	(1.304)	(1.313)	(1.334)	(1.368)	(1.393)	(1.420)	(1.440)	(1.466)	(1.499)
EBITDA	1.186	7.921	7.543	7.549	7.953	8.021	8.172	8.084	8.164	8.469
Total Tax	(329)	(1.644)	(1.538)	(1.540)	(1.652)	(1.671)	(1.714)	(1.689)	(1.711)	(1.797)
EBITDA-TAX	856	6.277	6.005	6.009	6.300	6.349	6.458	6.395	6.452	6.673

Si ricorda inoltre che il progetto è proposto e sviluppato da Borgotaro Wind S.r.l. il cui capitale sociale è posseduto per il 90% dalla società FRI-EL SpA, detenuta a sua volta al 100% da FRI-EL Green Power SpA. Nel 2021 l'utile netto per la capogruppo, nonché garante del progetto in esame, ammonta a 114 milioni di euro e il patrimonio netto si attesta a 475 milioni.

3 CALCOLO COSTI-BENEFICI FINANZIARI

Da un punto di vista finanziario, la realizzazione del progetto in analisi genererebbe esclusivamente esternalità positive per il territorio interessato dal parco eolico.

Per quanto concerne la fase gestionale dell'intervento si pensi alle spese relative al personale impiegato nella fase di funzionamento, posto che l'impresa prevede di assumere non meno di quattro



unità di personale residente nelle aree interessate, per attività gestionale, amministrativa e di controllo, il relativo onere, stimato in circa 160.000 € annui, costituisce pertanto un maggior reddito per l'area interessata.

Analogo discorso per le misure di compensazione (per un valore massimo pari al 3% dei ricavi stimati del parco eolico), per l'indennità per la concessione di tutti i diritti reali e di godimento per tutte le aree interessate dalla realizzazione dei 7 aerogeneratori da erogare annualmente per un importo pari a 12.000 euro per turbina, destinati al proprietario del terreno su cui è insediata la stessa, adeguabili secondo il costo della vita come da dati ISTAT, nel caso di privati, ed ancora parte dell'Imu prevista. Pertanto, complessivamente tali voci costituiscono significativi introiti monetari per privati ed enti pubblici, introiti che nell'attuale periodo di crisi economica e difficoltà di gestione dei conti pubblici, come dimostrato da altre realtà di Comuni che grazie agli introiti derivanti da parchi eolici sono stati in grado di eliminare l'incidenza dell'Imu e dell'addizionale comunale Irpef per i propri cittadini, rappresentano elementi di sicura valenza economica e sociale.

3.1 Misure di compensazione e riequilibrio ambientale

È previsto che la società si faccia carico degli oneri necessari per tutti gli interventi che dovranno essere realizzati per mitigare gli impatti generati dai lavori per la costruzione del parco, come riportato dall'apposita relazione (Elaborato AE-2.3 Progetto di compensazione ambientale o rimboschimento compensativo – Comune di Borgo Val di Taro – Relazione Tecnica).

La scrivente società rinnova la propria disponibilità ad attuare progetti di ripristino e compensazione ambientale nei territori delle Comunalie di Pontolo e Santa Maria Valdena. Si prevedono pertanto interventi in rapporto 4:1 rispetto le superfici di abbattimento, in recepimento della disposizione della DGR n. 549/2012 “Approvazione dei criteri e direttive per la realizzazione di interventi compensativi in caso di trasformazione del bosco, ai sensi dell'art. 4 del D.lgs. 227/2001 e dell'art. 34 della L.R. 22 dicembre 2011 n. 21”. La società si rende disponibile a raddoppiare questa previsione della DGR n. 549/2012 portando, quindi, il rapporto tra nuova superficie boscata e superficie abbattuta a 8:1.

Nel corso dell'iter autorizzativo del parco eolico verrà verificata la fattibilità tecnica di tale proposta. Per il caso in questione, come descritto nelle relazioni specialistiche (AE-2.3 Progetto di compensazione ambientale o rimboschimento compensativo – Comune di Borgo Val di Taro – Relazione Tecnica), si interverrà con interventi di potatura e manutenzione dei vecchi castagneti da frutto presenti nel contesto limitrofo di Case Vighini, nello stato di fatto caratterizzati da condizioni fitosanitarie variabili con presenza di cancro corticale (*Endothia parasitica*). Al castagneto si alternano, in alcuni tratti, ceppaie con polloni invecchiati e alcune piante da seme. La potatura è l'operazione che consente di “ringiovanire” la pianta, ovvero ridurre i tessuti che per la pianta rappresentano un deficit energetico e riattivare le gemme dormienti collocate entro i tessuti fisiologicamente più giovani. Le differenti tecniche di potatura producono effetti diversi e su tempi diversi, la loro scelta è da fare di volta in volta a seconda delle condizioni specifiche in cui si opera e degli obiettivi posti.

L'intervento previsto si svilupperà principalmente su aree a castagneto ad oggi abbandonate, per una estensione di circa 7 ha ettari. Tali interventi garantiranno, per i terreni interessati, miglior capacità di penetrazione di luce, calore ed acqua, parametri fondamentali per un incremento di produttività fungina.

4 COSTI-BENEFICI AMBIENTALI

L'area di intervento (comprensiva di sottostazione) ricade completamente nel Comune di Borgo Val di Taro in un contesto morfologico di bassa montagna. All'interno della superficie interessata non sono rilevabili elementi idrici riconducibili a corsi d'acqua permanenti, tutti i corsi d'acqua sono pertanto caratterizzati da un regime torrentizio dipendente dalla stagionalità.

Dal punto di vista agronomico, in riferimento alle quote altimetriche (attestandosi tra gli 800-1200 m s.l.m.), alle formazioni geologiche ed alle presenze vegetazionali riscontrabili nel sito di intervento dalle Carte d'Assestamento e dal database di uso del suolo prodotto dalla Regione Emilia-Romagna che evidenziano la presenza preponderante di boschi cedui, il suolo di tipo Succiso si considera strettamente rappresentativo della situazione sito-specifica. Gli interventi di progetto non interessano in alcun modo terreni di classe I, II o III, nel complesso tutte le aree oggetto di intervento sono da



considerarsi a bassa vocazione agricola e a bassa capacità d'uso, idonee perciò dal punto di vista pedologico per ospitare le strutture di progetto.

Oltre a quanto esposto sopra, le favorevoli condizioni orografiche e di ventosità del territorio influiscono positivamente sull'efficienza produttiva degli impianti e rendono la collocazione prescelta preferibile rispetto soluzioni alternative. Tali condizioni favorevoli si riscontrano inoltre nello strumento pianificatorio della Provincia di Parma (P.T.C.P.) in quanto il sito di intervento viene considerato idoneo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili (tavola C.4 “Carta del Rischio Ambientale e dei principali interventi di difesa” del P.T.C.P.).

Il processo di generazione elettrica da fonte eolica non richiede alcun utilizzo di fonti idriche, a differenza di altri sistemi produttivi, come quello termoelettrico e nucleare. Questi necessitano di ingenti quantità di acqua per il raffreddamento dei cicli termodinamici, per il reintegro dei circuiti e per altri usi industriali. La totale assenza dell'acqua dal processo produttivo consente da un lato di installare parchi eolici in zone aride o non adatte all'insediamento umano, e dall'altro di non alterare in alcuna misura le risorse del territorio. Il modestissimo ingombro superficiale del parco in progetto e la totale assenza di emissioni non impattano sulle produzioni e sugli allevamenti preesistenti.

4.1 Viabilità

Per limitare l'impatto durante la fase di cantiere si prevede di utilizzare in maniera prioritaria il sistema viario esistente, dove necessario previ interventi di adeguamento per permettere il trasporto delle varie componenti dell'aerogeneratore di progetto.

Gli interventi di realizzazione di nuova viabilità fungeranno inoltre da miglioramento della viabilità esistente, limitandone comunque la creazione ai solo tratti strettamente necessari, permettendo il facile raggiungimento del parco da parte di addetti e turisti durante la fase di gestione dell'opera.

Per quanto riguarda il percorso di conferimento, le componenti delle turbine sbarcheranno al porto di Ravenna e percorreranno un tragitto stradale preventivamente identificato, non presentando ostacoli particolari che potrebbero inficiarne il trasporto (cavalcavia, sottopassi, curve a gomito ecc.). A tal proposito si consiglia l'osservazione degli elaborati PA-R.5 e SIA-R3-Tav.6.

Lungo il percorso verranno effettuate alcune operazioni di modifica della viabilità statale e provinciale di accesso al sito di progetto, consistenti prevalentemente in:

- Allargamenti puntuali della carreggiata esistente;
- Rimozione temporanea di guard-rail per permettere il passaggio dei carrelli di trasporto (con successiva segnalazione, adeguamento e rifacimento);
- Rimozione temporanea di segnaletica verticale a bordo carreggiata;
- Interventi di riprofilatura o allargamento della carreggiata in modo da estendere le dimensioni delle corsie ed i raggi di curvatura, laddove occorra con impiego delle banchine stradali. I raggi di curvatura dovranno rispettare le disposizioni previste dal fornitore degli aerogeneratori in base ai mezzi di trasporto utilizzati ed alle dimensioni delle componenti degli aerogeneratori;
- Interventi di potatura o di taglio della vegetazione a bordo strada.

4.2 Relazione geologica, geotecnica e sismica

L'indagine geologica, sismica e geotecnica (G-R.1, G-R.2 e G-R.3), riferita alla fase attuale di progettazione, evidenzia come la morfologia dei luoghi interessati abbia assunto un profilo di equilibrio che si può considerare geologicamente stabile e non si conoscono fenomeni di instabilità dovuti a scarsa portanza del terreno o dissesti gravitativi per instabilità dei pendii, in quest'ultimo caso come evidenziato nella Tavola C.2 “Carta del Dissesto” del P.T.C.P. della Provincia di Parma o nella Carta Inventario delle frane e Archivio storico delle frane redatti dalla Regione Emilia Romagna.

Da un punto di vista idrogeologico le aree interessate dal progetto, compresi gli aerogeneratori ed il loro sedime, le aree delle piazzole provvisorie e quelle definitive, nonché il tracciato dei cavidotti e della viabilità d'accesso per la messa in opera e quella di esercizio sono scevre da problematiche idrauliche o di frana e non si evidenziano ulteriori problematiche. Tutti i siti di intervento risultano inoltre caratterizzati da pericolosità e rischio d'alluvione nullo, come descritto nelle cartografie specifiche del P.G.R.A. (Piano Gestione Rischio Alluvione) per il Comune di Borgo Val di Taro.



Complessivamente il quadro geologico-morfologico e sismico appare privo di criticità ostative dell'area oggetto di studio; tuttavia, si rimanda al progettista calcolatore delle strutture la scelta della tipologia fondazionale da utilizzare sull'area, anche in considerazione della tipologia ed entità dei carichi statici della struttura in elevazione che si dovrà realizzare.

4.3 Relazione Archeologica

La valutazione del grado di potenziale archeologico di una data porzione di territorio si basa sull'analisi comparata dei dati raccolti e lo studio di una serie di dati paleo-ambientali e storico-archeologici ricavati da fonti diverse (fonti bibliografiche, d'archivio, fotointerpretazione, dati da ricognizione di superficie) ovvero sulla definizione dei livelli di probabilità che in essa sia conservata una stratificazione archeologica. Il livello di approssimazione nella definizione di detto potenziale varia a seconda della quantità e della qualità dei dati a disposizione e può, quindi, essere suscettibile di ulteriori affinamenti a seguito di nuove indagini.

Gli interventi di progetto ricadono rispettivamente in aree caratterizzate da potenziale archeologico nullo e potenziale archeologico medio. In corrispondenza della zona di crinale la valutazione del potenziale archeologico è effettuata sulla base di dati geomorfologici (rilievo, pendenza, orografia), dei dati della caratterizzazione ambientale del sito e dei dati archeologici, sia in termini di densità delle evidenze, sia in termini di valore nell'ambito del contesto di ciascuna evidenza.

Le più antiche tracce di frequentazione umana nell'area della valle del Taro si datano al Paleolitico Medio e Finale (85.000-35.000 anni fa), di cui sono una prova i rinvenimenti del Monte Molinatico che permettono di riconoscere in questo punto una delle aree del popolamento mesolitico dell'Appennino. Si tratta di siti per lo più noti da ricognizione, collocati su pianori di crinale e indiziati da piccole selci.

L'analisi della copertura aerofotografica della zona non ha segnalato anomalie di natura archeologica, né dalla ricognizione di superficie, inficiata da un grado di visibilità nullo e/o medio-basso, non sono emersi segni materiali sul terreno che possano indiziare la presenza antropica in antico.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati progettuali del progetto definitivo (RS-6 Relazione Archeologica, RS-6 – All.1 Carta delle Presenze Archeologiche, RS-6 – All.2 Carta della vegetazione e della visibilità, RS-6 – All.3 Carta del Rischio Archeologico, RS-6.1 Piano dei saggi, RS – 12 “Analisi Ambientale, paesaggistica e archeologica degli interventi propedeutici al trasporto degli aerogeneratori”).

4.4 Impatto Visivo

Secondo quanto contenuto nell'Allegato 4 del D.M. 10 settembre 2010 “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” l'impatto visivo, in quanto unico impatto ambientale in fase di gestione dell'opera, assume particolare rilevanza nel campo della valutazione ambientale. Viste le dimensioni degli aerogeneratori e l'impossibilità di garantire misure di mascheramento, le modificazioni fisiche dei luoghi e della percezione dei valori ad essi associati devono essere attentamente valutate attraverso analisi visive e di inserimento paesaggistico. In particolare, le analisi del territorio dovranno essere effettuate attraverso un'attenta e puntuale ricognizione e indagine degli elementi caratterizzanti e quantificanti il paesaggio, effettuate alle diverse scale di studio. Le analisi non devono meramente definire l'area di visibilità dell'impianto, ma bensì anche il modo in cui l'impianto viene percepito all'interno del bacino visivo.

In particolare, le analisi visive sono state condotte congiuntamente tramite 5 diversi approcci:

- Analisi visive condotte con algoritmi di “*viewshed analysis*” appartenenti alla famiglia delle “*visibility queries*” presenti in ambiente GIS che permettono di individuare il reticolo di intervisibilità tra una serie di punti di osservazione (*points of view*) ed una serie di obbiettivi (*targets*), settati sulla base delle caratteristiche dimensionali degli aerogeneratori. La semplicità di tali algoritmi li rende il mezzo migliore e più veloce per l'identificazione della visibilità potenziale fra punti di vista e *targets*. Vista, comunque, la loro semplicità concettuale e computazione, i loro risultati necessitano la validazione tramite metodi più approfonditi;
- Fotoinserimenti realistici ricavati con il programma *WindPro* da punti di vista specifici ed indicativi, quali lungo la viabilità storica o in corrispondenza di recettori specifici (es. Case



Vighini). In particolare, questi fotoinserimenti sono stati sviluppati sulla base del tipo e delle caratteristiche dimensionali degli aerogeneratori di progetto, risultando il metodo più accurato per la reale rappresentazione dell'impianto;

- Algoritmi presenti in ambiente *WindPro* che permettono la definizione dell'impatto visivo cumulativo (ZVI). Esse sono il risultato della sovrapposizione di mappe binarie che identificano puntualmente la visibilità (1) o la non visibilità (0) del singolo aerogeneratore, calcolate come unione logica del bacino di intervisibilità di ogni singola componente in progetto. A differenza degli algoritmi di “*viewshed analysis*” questo genere di raster riesce unicamente a definire “quanti” aerogeneratori sono visibili e non “quali”. Per questo motivo è opportuno eseguire l'indagine visiva congiuntamente con gli algoritmi di intervisibilità presenti in GIS, sia per quanto riguarda l'impianto singolo di Borgo Val di Taro sia per quanto riguarda gli impatti visivi cumulativi con gli altri parchi eolici limitrofi.

I fotoinserimenti realistici, ricostruiti localmente in punti chiave della zona, riescono chiaramente a tenere in considerazione delle mancanze degli algoritmi GIS precedentemente elencate (presenza di ostacoli visivi che si frappongono fra osservatore ed obiettivo), essi verranno perciò utilizzati prevalentemente come verifica delle elaborazioni condotte tramite algoritmi di *viewshed analysis* per la stima dei reticoli di intervisibilità o dell'impatto visivo cumulativo, i quali permettono la predisposizione di un'analisi più approfondita e più distribuita su tutto l'ambito territoriale di indagine.

- Per la stima della cosiddetta “*visual magnitude*” e la definizione dell'intensità del fenomeno percettivo reale è stato condotto per l'intera area di studio il calcolo dell'*Indice di Intensità Percettiva Potenziale (IIPP)*, calcolato con la formula:

$$IIPP_i = N_i \log (\delta_i \theta_i)$$

dove N_i è il numero di aerogeneratori visibili nella i -esima posizione del bacino visivo, δ_i è l'angolo di visione azimutale e θ_i l'angolo di visione zenitale. Questo genere di approccio “*human based*” permette una stima del fenomeno visivo più realistica e maggiormente incentrata sulla posizione del punto di osservazione, permettendo di tenere in considerazione sia la scala dimensionale del progetto, sia la distanza del punto di osservazione come due variabili indipendenti.

In considerazione del ridotto impatto visivo cumulativo (con gli impianti limitrofi) indotto dalla realizzazione dell'opera, nonché dalla localizzazione delle aree caratterizzate da indice IIPP alto e molto alto si può desumere come il parco eolico in oggetto, pur costituendo un impatto visivo non mitigabile, si inserisce in maniera totalmente rispettosa ed equilibrata all'interno dell'ambito paesaggistico di riferimento. In fase progettuale sono state prese apposite misure per garantire una parziale mitigazione dell'impatto paesaggistico e visivo.

Per maggiori dettagli in riguardo allo studio effettuato si rimanda alla Relazione Paesaggistica dell'opera (elaborati RP-R.1, RP-R.2, RP-R.3, RP-Tav.17,18,19,20,22 e 25).

4.5 Inquinamento Acustico ed Elettromagnetico

Per la valutazione di impatto acustico in fase di esercizio sono state fatte scelte a favore di sicurezza in modo tale da massimizzare gli impatti ai ricettori, ovvero:

- è stato considerato il livello di potenza sonora maggiore fra i modelli di aerogeneratore individuati per la configurazione di progetto (VESTAS V136 da 4.2MW), il cui valore massimo è 106.9 dB;
- la sorgente è stata considerata puntiforme e non direttiva e collocata all'altezza del mozzo a 112 m di altezza dal piano di imposta.

I calcoli previsionali sono stati condotti con l'ausilio del software windPRO v. 3.6.366, basato sul modello di calcolo definito dalla ISO 9613-2 generale. Le verifiche sono state eseguite prendendo in considerazione la potenza sonora di ciascun aerogeneratore per diverse velocità del vento da 3.0 m/s a 10.0 m/s ad intervalli di 1 m/s. Si osserva che la potenza sonora massima è raggiunta a 9.0



m/s, mantenendosi costante per velocità del vento maggiori. A seguito delle analisi svolte, tutti i limiti normativi risultano rispettati.

Per la valutazione dell'impatto acustico in fase di esecuzione dell'opera, connesso alle lavorazioni è stato ipotizzato un cronoprogramma lavori, individuando le macrofasi di lavorazione ed i relativi mezzi d'opera previsti. Cautelativamente sono state considerate tutte le sorgenti rumorose come attive contemporaneamente e concentrate in corrispondenza dell'aerogeneratore più vicino ai ricettori. I limiti di rispetto presi a riferimento per le verifiche sono quelli definiti dal *Regolamento per la disciplina in deroga delle attività rumorose temporanee* del Comune di Borgo Val di Taro per il ricettore di Case Vighini, mentre per il ricettore del Passo del Brattello, in assenza di un regolamento per le attività rumorose temporanee del Comune di Pontremoli, sono stati cautelativamente considerati i limiti di immissione assoluti definiti dalla zonizzazione acustica comunale. Anche in questo caso tutti i limiti normativi risultano rispettati. Per maggiori dettagli in riguardo alle elaborazioni effettuate si rimanda all'elaborato RS-1 “Valutazione Previsionale di Impatto Acustico”.

Per analizzare eventuali interferenze causate dalla presenza degli aerogeneratori con la Rete di Radiodiffusione locale e vari ponti radio è stato effettuato uno studio apposito (Elaborato RS-9) che ha evidenziato la mancanza di interferenze.

4.6 Fauna e Vegetazione

L'occupazione di suolo dovuto agli interventi di progetto non interessa, neanche parzialmente, aree rientranti all'interno di siti della Rete Natura 2000 o nella reference list degli habitat e delle specie degli allegati I e II della Direttiva 92/43/CEE. In Emilia-Romagna sono presenti 159 siti della rete Natura 2000, fra cui 71 ZSC, 68 ZSC-ZPS, 19 ZPS ed 1 SIC, i quali ricoprono complessivamente una superficie di 300568 ettari. In vicinanza al sito di riferimento sono presenti i seguenti siti della Rete Natura 2000:

- IT4020026 ZSC Boschi dei Ghirardi;
- IT4020012 ZSC Monte Gottero;
- IT4020011 ZSC Groppo di Gorro;
- IT4020013 ZSC Belforte, Corchia, Alta val Manubiola;
- Riserva Regionale Ghirardi.

Fra di essi il sito più vicino all'area di intervento risulta essere IT4020013 ZSC Belforte, Corchia, Alta val Manubiola a quasi 4 km dall'aerogeneratore BT07.

Per verificare e monitorare la presenza faunistica, avifaunistica e chiroterofaunistica in fase ante operam e post operam verranno effettuati appositi monitoraggi in situ con lo scopo di verificare l'andamento di tali popolazioni nel tempo.

Il sito di intervento si pone in vicinanza ad un valico migratorio non particolarmente frequentato, evidenziando la mancanza di picchi specifici di attività e di flussi migratori specifici per le diverse specie indagate.

4.7 Piano di dismissione

Il Piano di dismissione e costi relativi (Elaborato PA-R-11) analizza e descrive dettagliatamente tutte le attività necessarie per prevenire i rischi di deterioramento della qualità ambientale e paesaggistica, conseguenti ad un potenziale abbandono delle strutture al termine del ciclo di vita utile dell'impianto. Tali attività possono essere schematizzate come:

- Rimozione delle opere fuori terra (smontaggio delle apparecchiature elettroniche a base torre, smontaggio degli aerogeneratori);
- Rimozione delle opere interrato (ricoprimento/demolizione delle fondazioni degli aerogeneratori e rimozione dei cavi elettrici del cavidotto);
- Ripristino dei siti per un uso compatibile allo stato ante-operam.

Si è ipotizzato preliminarmente che le attività di smantellamento ricoprano complessivamente un arco temporale di 6 mesi dal distacco dell'impianto dalla linea elettrica, salvo eventi climatici sfavorevoli.

I costi per gli interventi previsti nel piano di dismissione sono stati ricavati utilizzando le voci del vigente prezzario OO.PP. della Regione Emilia-Romagna edizione 2021, adottato con



Deliberazione di Giunta Regionale n. 1256 del 02 agosto 2021. Per le voci non riscontrabili nel prezziario si è proceduto all'elaborazione di nuove voci ed alla determinazione dei relativi prezzi desunti da indagini di mercato. I costi si suddividono essenzialmente in:

- Costi previsti per la dismissione degli aerogeneratori e degli altri elementi di impianto;
- Costi previsti per l'esecuzione delle opere di messa in pristino dello stato dei luoghi;
- Costi previsti per lo smaltimento/recupero dei rifiuti;

come dettagliati nei computi seguenti, per un totale pari a 2.105.017,92 €.

I ricavi previsti si suddividono in:

- Ricavi derivanti dalla valorizzazione dei materiali recuperabili/riciclabili quali ferro, acciaio, alluminio;
- Ricavi derivanti dalla valorizzazione dei componenti, quali generatori e trasformatori, immessi sul mercato dell'usato per utilizzo tal quale o per ricondizionamento;

come dettagliati nei computi seguenti, per un totale pari a 631.738,00 €.

Dal bilancio costi/ricavi come sopra individuati e dettagliati si ricava il costo residuo totale per la dismissione dell'impianto e messa in pristino dei luoghi, che risulta pertanto pari a € 1.479.957,92 come da riepilogo sotto riportato:

1. Costi di dismissione come da computo metrico 2.105.017,92 €;
2. Costi di smaltimento 104.678,00 €;
3. Ricavi derivanti dalla valorizzazione per recupero – 631.738,00 €;
4. Ricavi derivanti dalla valorizzazione componenti rivendibili – 98.000,00 €;
5. TOTALE 1.479.957,92 €;

5 COSTI-BENEFICI SOCIO-ECONOMICI

5.1 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale in fase di cantiere e di esercizio

Nell'intento di individuare i notevoli benefici e le esternalità positive in termini di indotto che la realizzazione e gestione del parco produce sul territorio, buona parte degli oneri a carico del soggetto realizzatore possono in effetti tradursi quali elementi a base della quantificazione di una serie di benefici diretti e indiretti per la collettività dell'area interessata e, pertanto, essere assunti quali elementi di valutazione del confronto tra opzione zero e quella proposta, limitatamente agli aspetti di ricaduta economica e sociale.

Nella fase di cantiere, per il quale si prevede una durata di circa quindici mesi, le ricadute sociali, economiche ed occupazionali sono evidenti e dirette.

Il cantiere prevede, per l'intera sua durata, l'impiego di circa 40 unità lavorative che saranno preferibilmente individuate sul mercato locale in relazione alle specializzazioni professionali presenti sul mercato stesso. Al personale impiegato vanno aggiunti i numerosi mezzi meccanici impiegati (escavatori, camion, rulli, grader, ed altro), per i quali si prevede il nolo a caldo tra le numerose imprese locali impegnate in attività di movimento terra. Con il relativo indotto su cave e simili locali. La tipologia delle opere realizzate prevede l'utilizzo di elevate quantità di calcestruzzo per cui saranno sicuramente coinvolti almeno due degli impianti di betonaggio presenti nel comprensorio dell'Alta Val Taro.

Per il montaggio delle turbine e l'avviamento delle stesse si prevede l'ulteriore impiego di almeno 20 unità tra personale specializzato e tecnici provenienti dall'esterno, personale per il quale si può prevedere un ritorno sulle strutture ricettive della zona di almeno 1000 pernottamenti con trattamento di pensione completa.

Per quanto concerne la fase gestionale dell'intervento si pensi alle spese relative al personale impiegato nella fase di funzionamento, posto che l'impresa prevede di assumere non meno di quattro unità di personale residente nelle aree interessate, per attività gestionale, amministrativa e di controllo, il relativo onere, stimato in circa 160.000 euro annui, costituisce pertanto un maggior reddito per l'area interessata.



Analogo discorso per le misure di compensazione (per un valore massimo pari al 3% dei ricavi stimati del parco eolico), per l'indennità per l'acquisizione del diritto di superficie da erogare annualmente per un importo pari a 12.000 euro per turbina, destinati al proprietario del terreno su cui è insediata la stessa, adeguabili secondo il costo della vita come da dati ISTAT, nel caso di privati, ed ancora parte dell'Imu prevista.

Pertanto, complessivamente tali voci costituiscono significativi introiti monetari per privati ed enti pubblici, introiti che nell'attuale periodo di crisi economica e difficoltà di gestione dei conti pubblici, come dimostrato da altre realtà di Comuni che grazie agli introiti derivanti da parchi eolici sono stati in grado di eliminare l'incidenza dell'Imu e dell'addizionale comunale Irpef per i propri cittadini, rappresentano elementi di sicura valenza economica e sociale.

A tutto ciò va inoltre aggiunto la redditività derivante da ulteriori forniture di beni e servizi (gestione rifiuti, manutenzioni viabilità rurale, assicurazioni, etc.) per i quali sono previsti significativi investimenti, nonché parte degli oneri fiscali (in particolare addizionale regionale e comunale all'Irpef ed Irap) per la quota parte di competenza locale, ed ancora tasse varie per attraversamenti, occupazione suolo pubblico, passi carrai, servitù.

A quanto sopra riepilogato vanno ancora aggiunti gli accantonamenti del 5% dei ricavi netti stimati per spese e oneri futuri prevedibili e non, tra cui una parte prevalente viene assunta dalle opere di manutenzione della viabilità e delle apparecchiature elettromeccaniche, dove per queste ultime si avrà l'utilizzo di personale specializzato di provenienza esterna con ulteriori ritorni per le strutture ricettive locali.

La scrivente società si rende disponibile ad attuare alcune misure di mitigazione e compensazione per il Comune di Borgo Val di Taro; di seguito se ne propone una descrizione.

5.2 Salute e sicurezza pubblica

Tra i benefici socioeconomici si individua il contributo del parco nel coprire la domanda crescente di elettricità, limitando il ricorso all'importazioni di energia e combustibili fossili (petrolio e gas naturale) dall'estero a prezzi elevati direttamente influenzati dalle tensioni geopolitiche mondiali. Diversamente dall'energia derivante da processi di combustione, l'energia prodotta dal parco eolico non comporta emissioni nocive nell'atmosfera.

Quantificare il ritorno economico per questa externalità risulta assai complesso e calcolarlo per un singolo parco eolico è pressoché impossibile. Sicuramente l'energia prodotta da fonti rinnovabili, in questo specifico caso l'energia eolica, aiuta la conservazione dell'ambiente, riduce l'inquinamento e giova direttamente alla salute umana, diminuendo così i relativi costi sanitari.

L'effetti delle *wind farm* sulla qualità dell'aria è dunque senza dubbio positivo e di pubblica utilità in coerenza con gli orientamenti internazionali sulla produzione di energia da fonte rinnovabili.

In particolare, la realizzazione del parco “Monte Croce di Ferro” eviterà il consumo di circa 116925 barili di petrolio annui altresì necessari per generare l'energia prodotta dal parco, 37976.7 t di CO₂ (0.759 Megatoni supponendo 20 anni di funzionamento) e di tutti gli altri principali inquinanti emessi dai processi di produzione termoelettrica quali metano (CH₄), biossido di azoto (N₂O), biossido di zolfo (SO₂), monossido di carbonio (CO), composti volatili non metanici (COVNM), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

Un altro elemento di fondamentale importanza per il benessere comunitario è la sicurezza all'interno della *wind farm*, gestita tramite la prevenzione e la preparazione alle emergenze che possono interessare il parco eolico:

- Cedimento strutturale come il ribaltamento solidale del basamento in calcestruzzo armato e dell'intera torre eolica; troncamento della torre eolica, spezzamento delle pale e conseguente proiezione di materiale nell'area sottovento;
- Incendio: può interessare la navicella, con possibilità di trascinarsi di lapilli nelle aree sottovento e conseguente incendio delle stesse; può interessare la sottostazione elettrica, gli elementi di trasformazione in modo particolare;
- Versamento incontrollato di olio dielettrico per rottura del trasformatore elevatore alla sottostazione;
- Caduta di ghiaccio;



- Caduta di parti della pala in caso di rottura;
- Elettrocuzione;

A queste si aggiungono le emergenze di origine esterna, antropica o naturale, come quelle di tipo meteorologico, idrogeologico e sismico (almeno in parte analizzate già in fase progettuale).

In considerazione del fatto che spesso i parchi eolici sono localizzati in aree isolate e poco collegate con la viabilità principale, al di là delle cogenze legislative un'attenzione particolare va rivolta a due elementi:

1. Il rapporto con i servizi di emergenza locali per cui è opportuno accertare da parte di questi la corretta identificazione del loco interessato e le vie di accesso;
2. Le squadre di emergenza interna devono essere frequentemente sottoposte ad esercitazione affinché l'addestramento possa sopperire ad eventuali ritardi nei soccorsi.

Tutto ciò richiede un'adeguata attività di pianificazione e studio delle possibili criticità specifiche che devono essere opportunamente considerate nei piani di gestione dei parchi per massimizzare la capacità del controllo da parte dei gestori.

6 ANALISI MULTICRITERI SPEDITIVA

6.1 Premessa

Il crescente fabbisogno di energia elettrica e la progressiva affermazione della mobilità a zero emissioni impongono ingenti investimenti sulle fonti green con benefiche ricadute occupazionali, di rilancio dell'economia e di innovazione tecnologica. L'obiettivo ultimo è quello di adoperarsi al fine di rispettare la tabella di marcia del Green Deal europeo che prevede la neutralità climatica dell'UE entro il 2050: per fare ciò l'Unione Europea prevede un utilizzo di risorse finanziarie di almeno 1 trilioni di euro per la prossima decade.

Ad oggi l'Italia ha raggiunto con qualche anno di anticipo gli obiettivi prefissati per il 2020, con una penetrazione del 17.5% sui consumi complessivi ma è ancora distante dall'obiettivo del 30% identificato dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) elaborato dal nostro Governo, da raggiungere entro il 2030.

Solamente continui e ingenti investimenti potranno permettere all'Italia di raggiungere i traguardi prefissati per la transazione energetica consentendole una maggior indipendenza energetica ed un ruolo più rilevante nello scacchiere internazionale.

Nello specifico le caratteristiche ambientali del territorio analizzato (con buona ventosità ed irraggiamento solare) risultano favorevoli per lo sviluppo di sistemi di produzione di energia rinnovabile, tali condizioni favorevoli si riscontrano nello strumento pianificatorio della Provincia di Parma (P.T.C.P.) in quanto il sito di intervento viene considerato idoneo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili (tavola C.4 “Carta del Rischio Ambientale e dei principali interventi di difesa” del P.T.C.P.). Il progetto in esame, che prevede la costruzione di un impianto eolico di 30 MW costituito da 7 turbine di ultima generazione, rispecchia le direttive europee sul clima e l'ambiente, fornendo energia elettrica pulita evitando l'emissione di ossidi di zolfo, di ossidi di azoto e sostanza nocive come la CO₂.

Al momento il potenziale eolico della Regione Emilia Romagna è decisamente poco sfruttato, con soli 45 MW installati al 2019 (fonte 3° Rapporto Annuale di Monitoraggio del Piano Energetico Regionale 2030 redatto nell'ambito delle attività regolate da convenzione tra la Regione Emilia-Romagna ed ART-ER S. Cons.p.a, Gennaio 2021). La realizzazione del parco Monte Croce di Ferro comporterà pertanto un aumento del 67% rispetto i valori installati allo stato di fatto.

Complessivamente, in Emilia Romagna nel 2019 la produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili è risultata pari a 6272 GWh (53 GWh da eolico, 3° Rapporto annuale di Monitoraggio del Piano Energetico Regionale 2030, Gennaio 2021), con un incremento del 3.5% rispetto l'anno 2018 e del 9% rispetto l'anno 2016.

Il parco eolico di progetto comporterà singolarmente un incremento della produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'1.6% (considerando la configurazione di progetto più conservativa in termini di produzione di energia) rispetto i valori del 2019, attestandosi a circa il 3% del fabbisogno elettrico dell'intera provincia di Parma.



La costruzione di una *wind farm* e le necessarie opere a supporto occupano solamente il 2-3% del territorio necessario per la costruzione di un impianto alternativo di produzione energetica. Con questo tipo di tecnologia può così persistere lo svolgimento delle tipiche attività della zona, come la pastorizia; in questo modo l'occupazione del suolo è in parte compensato dalla redditività potenziale dello sfruttamento dei terreni. Inoltre un'accurata pianificazione delle installazioni degli aerogeneratori permette di evitare possibili ripercussioni sull'ambiente circostante, promuovendo così le biodiversità e le popolazioni floro-faunistiche su macroscala.

6.2 Analisi comparativa

Viene ora riportata l'analisi comparativa tra l'alternativa zero (non realizzazione) e l'alternativa 1 (alternativa di progetto). Poiché gli effetti del progetto intervengono su beni eterogenei su cui si dispiegano costi e benefici non monetizzabili, per poter analizzare le due alternative si utilizza un'analisi multicriteri speditiva in cui si attribuisce un colore a seconda che l'alternativa sia vantaggiosa o meno:

- Verde – Valore Positivo;
- Giallo – Neutro o Trascurabile;
- Rosso – Negativo.

Tabella 1 Analisi comparativa – materia INVESTIMENTO

ALTERNATIVA	INVESTIMENTO
0	
1	

TABELLA 2 ANALISI COMPARATIVA – MATERIA IMPATTO FINANZIARIO 25 Y

ALTERNATIVA	IMPATTO FINANZIARIO 25 Y
0	
1	IMPOSTE, TASSE, TRIBUTI
	ROYALTIES
	MISURE COMPENSATIVE

TABELLA 3 ANALISI COMPARATIVA – MATERIA IMPATTO AMBIENTALE 25 Y

ALTERNATIVA	IMPATTO AMBIENTALE 25 Y
0	ZERO CONTRIBUTO ALLA TRANSIZIONE ECOLOGICA ED ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA SOSTENIBILE FER CON I RELATIVI BENEFICI AMBIENTALI
1	TRASFORMAZIONE DEL TERRITORIO
	INQUINAMENTO ACUSTICO
	INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO
	FAUNA
	VEGETAZIONE
	MANCATO INQUINAMENTO
	CONTROLLO DEL DISSESTO IDROGEOLOGICO
	IMPATTO SULLE FUNGAIE



TABELLA 4 ANALISI COMPARATIVA – MATERIA IMPATTO SOCIO ECONOMICO 25 Y

ALTERNATIVA	IMPATTO SOCIO-ECONOMICO 25 Y
	MANCATE ESTERNALITÀ POSITIVE PER IL TERRITORIO LIMITROFO:
0	<ul style="list-style-type: none">• OCCUPAZIONE DI PERSONALE DELLE COMUNITÀ LOCALI;• IMPIEGO DI IMPRESE LOCALI (CAVE, MANUTENZIONE STRADALE, MANUTENZIONE OPERE CIVILI, ECC.);• UTILIZZO DELLE STRUTTURE RICETTIVE LOCALI;• MISURE COMPENSATIVE;
1	OCCUPAZIONE SALUTE E SICUREZZA

Nel caso in cui non si verificasse il progetto (alternativa 0) non si manifesterebbero gli impatti sulla componente vegetazione e sulla fauna (i primi comunque bilanciati dalle misure di compensazioni ed i secondi, anche se modesti, circoscritti alla sola fase di cantiere), verrebbero meno i benefici socioeconomici ed occupazionali per i Comuni, lo Stato, le Comunalie ed i proprietari terrieri.

In considerazione delle emissioni evitate a seguito della realizzazione del parco, in riferimento all'impatto ambientale la non realizzazione dell'opera viene considerata come una scelta non vantaggiosa. Riprendendo i dati precedentemente riportati, la realizzazione dell'impianto eviterà annualmente il consumo di circa 116925 barili di petrolio, l'emissione di 37976.7 t di CO₂ (0.759 Megatoni in 20 anni) e l'emissione in atmosfera di inquinanti come il Biossido di Zolfo (principale causa delle piogge acide), Ossido di Zolfo (Altamente tossico per le vie respiratorie e contribuente alla formazione dello smog fotochimico), Monossido di Carbonio (altissima affinità con l'emoglobina ostacolando l'ossigenazione di tessuti, muscoli e cervello), Anidride Carbonica (principale Gas Serra), Ammoniaca (per trasformazioni batteriche causa l'acidificazione del suolo), COVNM (Estremamente cancerogeno per l'uomo) e Polveri Atmosferiche (Relazione lineare tra concentrazioni di polveri ed effetti sanitari).

L'impatto ambientale indotto dall'opera di progetto si limita di fatti alla sola fase di cantiere, mentre gli impatti generati durante la fase di esercizio si considerano estremamente ridotti.

Quanto più è complessa la valutazione dei beni intangibili (per esempio il danno futuro conseguente all'emissione in atmosfera di una tonnellata di CO₂) tanto più la stima delle esternalità è affetta da incertezze. Questa circostanza è alla base, molto spesso, di estreme difficoltà nell'implementazione delle esternalità nelle misure di politica economica.

Pertanto, trattandosi di una materia piuttosto complessa ed essendo i parametri di riferimento basati su contesti ambientali sensibilmente differenti tra loro, le valutazioni monetarie non possono avere la pretese di essere attendibili ma hanno il solo obiettivo di rappresentare l'ordine di grandezza dei valori in gioco.

Con tali doverose premesse quanto segue illustra l'ordine di grandezza dei costi esterni indotti dal progetto proposto su scala globale, nonché di quelli evitati.

Le esternalità negative della produzione energetica con tecnologia dell'eolico sono state desunte dallo studio CASES e quantificate in 0.1 c€/kWh per l'installazione *on-shore* e 0.09 c€/kWh per quella *off-shore*.

Ai fini della stima dei costi esterni evitati, associati alla produzione energetica da fonti fossili, preso atto della significativa oscillazione dei valori è stato ritenuto sufficientemente rappresentativo per la realtà italiana il valore di 0,06 €/kWh (External costs of electricity production, Angezia per l'Ambiente dell'Unione Europea). Detto valore è stato ottenuto, in via semplificata, attribuendo alle principali tecnologie termoelettriche da combustibile fossile impiegate in Italia (gas naturale, carbone-lignite, derivati del petrolio) un costo esterno medio tra quello massimo e minimo determinati dall'EEA a livello europeo, in seguito si è effettuata una media pesata dei costi esterni in funzione della ripartizione delle diverse fonti primarie nel mix dei combustibili impiegati per la produzione di energia elettrica nel territorio nazionale.

Si è quindi proceduto ad applicare i valori ricavati al caso in esame, ricavandone una stima per i costi esterni evitati.



Producibilità dell'impianto (kWh/anno)	Costi esterni indotti (€/anno)	Costi esterni evitati (€/anno)
91.400.000	91.400	5.484.000

Si ribadisce il concetto che il valore di 0,06 €/kWh, utilizzato per calcolare i costi esterni evitati, è una stima molto approssimativa in quanto è impossibile determinare un valore esatto date le innumerevoli variabili in gioco e l'altissimo grado di incertezza.

Inoltre, tale valore varia nel tempo e si riduce grazie al processo tecnologico. Secondo dati più recenti, derivanti da uno studio condotto nel 2020 sui paesi del G20 (Selim Karkour, et al. External-Cost Estimation of Electricity Generation in G20 Countries: Case Study Using a Global Life-Cycle Impact-Assessment Method 2020), grazie alla dismissione di impianti obsoleti ed inefficienti a carbone e al maggiore utilizzo del gas come fonte per la produzione energetica, i costi esterni per la generazione di energia elettrica in Italia si attestano attualmente a 0,02 €/kWh. Utilizzando questo nuovo valore i costi esterni evitati grazie alla costruzione del parco eolico in esame si attesterebbero a circa 2 milioni di euro all'anno: anche in questo caso risulta esserci un beneficio in quanto le esternalità negative sono superiori a quelle indotte.

Complessivamente si ritiene che il bilancio, derivante dal rapporto tra costi ambientali e benefici ambientali, sociali ed economici, sia fortemente positivo per il sistema territoriale locale considerato in tutte le sue componenti e quindi la realizzazione del progetto risulterebbe estremamente vantaggiosa. In particolare, il progetto porterebbe un incremento del livello di benessere nella collettività e costituisce un'opportunità concreta per creare occupazione e generare reddito per i proprietari terrieri interessati e per le amministrazioni locali.

Inoltre, il socio di maggioranza assoluta e referente per l'iniziativa è riconducibile alla capogruppo Fri-El Green Power S.p.A. che gestisce, direttamente o tramite proprie collegate e controllate, un portfolio di n. 33 impianti eolici nel territorio italiano, un parco eolico in Bulgaria ed uno in Spagna, per una capacità complessiva di ca. 950,55 MW, di cui 19,8 MW presenti nel comune di Albareto (PR) in Regione Emilia-Romagna; il proponente dispone dunque delle capacità economiche, gestionali ed imprenditoriali necessarie per la costruzione e la gestione dell'impianto eolico “Monte Croce di Ferro”.