REGIONE PUGLIA

Provincia B.A.T.

COMUNE DI SPINAZZOLA (BAT)
Località *"Masseria Capo Posto"*

COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)
Località *"La Sterpara"*

REGIONE BASILICATA

Provincia Potenza

PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 11 AEROGENERATORI E DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.

STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

ELABORATO
AM01
PRG

PROPONENTE:

ITW Spinazzola1

ITW SPINAZZOLA 1 S.R.L.
Sede Legale Via Del Gallitello, 89
85100 Potenza (PZ)
P.IVA 02054880766

CONSULENZA:

TECH
SOCIETÀ DI INGEGNERIA & SERVIZI PER L'INGEGNERIA
Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari tel. 080 3219948 fax. 080 2020986

Dott. Ing. Alessandro Antezza

ORDINE DEGLI INGEGNERI PROVINCIA DI BARI — INGEGNERE Alessandro Antezza Sez. A - 10743 a) CIVILE ED AMBIENTALE b) INDUSTRIALE c) DELL'INFORMAZIONE

Arch. Berardina Boccuzzi

ORDINE DEGLI ARCHITETTI - PIANIFICATORI-PAESAGGISTI E CONSERVATORI della PROVINCIA di BARI — BERARDINA BOCCUZZI Architetto - N. 2129 -

Dott. Sc. Nat. Maria Grazia Fraccalvieri

Il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio Tricarico

ORDINE DEGLI INGEGNERI PROVINCIA DI BARI — INGEGNERE ORAZIO TRICARICO Sez. A - 4985 a) CIVILE AMBIENTALE b) INDUSTRIALE c) dell'INFORMAZIONE

1	DIC 2019	B.B. - M.G.F.	A.A.	O.T.	*Progetto definitivo*
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Progetto	*PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 11 AEROGENERATORI E DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.*				
Regione	*Puglia - Basilicata*				
Comune	*Spinazzola (Provincia BAT – Regione Puglia) – Montemilone (Provincia PZ – Regione Basilicata)*				
Proponente	*ITW SPINAZZOLA 1 S.R.L.* *Sede Legale Via Del Gallitello, 89* *85100 Potenza (PZ)*				
Redazione SIA	*ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria* *Sede Legale Via della Resistenza 48* *70125 Bari (BA)*				
Documento	*Studio di Impatto Ambientale – Quadro Riferimento Progettuale*				
Revisione	*00*				
Emissione	*Dicembre 2019*				
Redatto	*B.B. - M.G.F. – ed altri*	Verificato	*A.A.*	Approvato	*O.T.*

Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Ing. Sara Calabritta Arch. Claudia Cascella Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico
Verificato:	Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)
Approvato:	Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)

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

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base delle 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 ITW SPINAZZOLA 1 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.

1. PREMESSA 4

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO 5

2.1. NORME COMUNITARIE 5
2.2. NORME NAZIONALI 5
2.3. NORME REGIONALI E DI SETTORE 6

3. ITER AUTORIZZATIVO 8

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE 11

5. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO 15

6. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO 15

6.1. CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE 15
6.2. CARATTERISTICHE DELLE CABINE DI SMISTAMENTO 16
6.3. CARATTERISTICHE DELLA SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE UTENTE 150/30 KV 17
6.4. CARATTERISTICHE DELL'ELETTRODOTTO MT E RETI INFORMATICHE DI MONITORAGGIO 17
6.5. OPERE EDILI 18
6.5.1. VIABILITÀ 20
6.5.2. FONDAZIONI 22
6.5.3. PIAZZOLE DI MONTAGGIO E PIAZZOLE DEFINITIVE 22
6.6. MONTAGGIO DELL'AEROGENERATORE 24

7. SISTEMA DI CONTROLLO ANOMALIE E CONTROLLO GESTIONALE 25

8. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI 26

9. FASE DI ESERCIZIO, PROGRAMMA DI MANUTENZIONE E SICUREZZA 29

10. DISMISSIONE DEL PARCO 32

11. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE 34

11.1. GENERALITÀ 34
11.2. PIANO AMBIENTALE DI RIPRISTINO DEL SITO 34
11.3. CONSIDERAZIONI ECONOMICO-SOCIALI 36
11.4. SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA 38

11.5. CARATTERISTICHE AEROGENERATORE E PRODUCIBILITÀ 39

12. ANALISI DELLE ALTERNATIVE 48

1. PREMESSA

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e dell'art. 8 della L.R. n. 11 del 12/06/2001 e ss.mm.ii., nell'ambito dell'istanza di Valutazione di Impatto Ambientale avente in oggetto la **realizzazione di un parco eolico costituito da 11 turbine, di potenza complessiva pari a 70 MW, da realizzarsi nel Comune di Spinazzola (BAT), in Regione Puglia, e relative opere di connessione alla RTN** da ubicarsi nel **Comune di Montemilone (PZ), in Regione Basilicata.**

La società proponente è la **ITW SPINAZZOLA 1 srl**, con sede in Potenza in via del Gallitello 89, P. IVA 02054880766.

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.

Il layout dell'impianto è costituito da **11 turbine eoliche** ciascuna avente **potenza di 6,8 MW**, **diametro rotore pari a 170 m e altezza al mozzo di 115 metri**.

L'energia prodotta dagli aerogeneratori sarà raccolta dalla cabina di consegna d'impianto, dotata di trasformatore MT/AT, da realizzarsi in adiacenza alla futura stazione di consegna utente da ubicarsi nel territorio del comune di Montemilone, in provincia di Potenza ed in Regione Basilicata.

La società proponente, e con essa chi scrive, è convinta della validità della proposta formulata e della sua compatibilità ambientale, e pertanto vede nella redazione del presente documento e degli approfondimenti ad esso allegati un'occasione per approfondire le tematiche specifiche delle opere che si andranno a realizzare.

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

2.1. *Norme comunitarie*

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- Direttiva 2009/28/CEE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 203/30/CE.

2.2. *Norme nazionali*

In ambito nazionale i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- D.P.R. 12 aprile 1996. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- D.lgs. 112/98. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno

dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

- D.lgs 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale, così come modificato dal D.lgs. 104 del 16 giugno 2017.
- D.lgs. 115/2008 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regolamenta l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con particolare riguardo agli impianti eolici (Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio).
- D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

2.3. *Norme regionali e di settore*

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.
- Delibera G.R. n. 131 del 2 marzo 2004 Linee Guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia.
- PEAR Regione Puglia adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-2007.
- PPTR – Puglia Documento 4.4.1 Linee Guida per la realizzazione per la localizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia.

- Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- Regolamento Regionale n. 24/2010 Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "*Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012 con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Inoltre gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzate in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e da TERNA con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

3. ITER AUTORIZZATIVO

Le autorizzazioni necessarie per la realizzazione del presente progetto sono:

- Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi del Dlgs. 152/2006 così come modificato dal D.lgs 104 del 16 giugno 2017, nel quale procedimento confluiscono le altre autorizzazioni da rilasciarsi a cura degli enti sotto riportati;
- Autorizzazione Unica, ai sensi dell'art. 12 c.3 del D.Lgs. 387/03;

Di seguito si riporta l'elenco (non esaustivo) degli Enti e Società che dovranno rilasciare il proprio parere / nulla osta / assenso / concessione e con i quali, eventualmente, si dovranno stipulare apposite convenzioni:

- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare - Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali
- Regione Puglia - Dipartimento mobilità, qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio – Sezione Autorizzazioni Ambientali
- Regione Puglia - Dipartimento mobilità, qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio – Sezione tutela e valorizzazione del paesaggio
- Regione Puglia - Dipartimento Sviluppo Economico, Innovazione, Istruzione, Formazione E Lavoro - Ssezione infrastrutture energetiche e digitali
- Regione Puglia - Dipartimento mobilità, qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio – Servizio Attività Estrattive
- Regione Puglia - Assessorato Regionale, Ispettorato Ripartimentale delle Foreste
- Soprintendenza archeologia, belle arti e paesaggio per le province di Barletta-Andria-Trani e Foggia
- Soprintendenza per i beni architettonici per il paesaggio e per il patrimonio storico artistico ed etnoantropologico per le province di Bari, Barletta-Andria-Trani e Foggia.
- Soprintendenza archeologia, belle arti e paesaggio della Regione Basilicata
- Provincia di Barletta, Andria e Trani - Settore Territorio e Ambiente

- Provincia di Barletta, Andria e Trani - Settore Viabilità
- Ufficio Provinciale Agricoltura di Barletta, Andria e Trani
- Ufficio Genio Civile provinciale di Barletta, Andria e Trani
- Comune di Spinazzola (BAT)
- Comune di Montemilone (PZ)
- Comune di Venosa (PZ)
- ARPA Puglia
- ARPA Basilicata
- ASL Barletta-Andria-Trani
- Autorità di Bacino della Puglia (ora Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale)
- Autorità di Bacino della Basilicata (ora Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale)
- Provincia di Potenza – Settore Viabilità
- Ufficio del Genio Civile Provincia di Potenza
- Comando Reclutamento e Forze di Completamento "Puglia"
- Ministero dello Sviluppo Economico
- ENAC
- ENAV
- Aeronautica Militare C.I.G.A.
- Aeronautica Militare - Comando III Regione Aerea - Reparto Territorio e Patrimonio
- Consorzio Di Bonifica della Basilicata
- Acquedotto Pugliese
- Acquedotto Lucano
- Telecom S.p.A.

- Enel S.p.A.
- Terna S.p.A.
- Snam Rete Gas
- Eventuali altri Enti e Società gestori di sottoservizi interferenti con le opere da realizzare.

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'intervento in oggetto è finalizzato alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione da fonte eolica, in zone classificate agricole, non di pregio, dal vigente strumento urbanistico comunale, da ubicare nel territorio del comune di **Spinazzola** (BAT – Regione Puglia).

L'area interessata dall'intervento è topograficamente ubicata nella tavoletta I.G.M., scala 1:100.000, al Foglio 188 "Gravina in Puglia" della Carta d'Italia, Serie cartografica 100 V.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto si sviluppa nel territorio di Spinazzola, un comune di 6.365 abitanti della provincia di Barletta-Andria-Trani, in Puglia ed è raggiungibile dalla SS655 e SS168 le quali si diramano dalla strada provinciale 230.

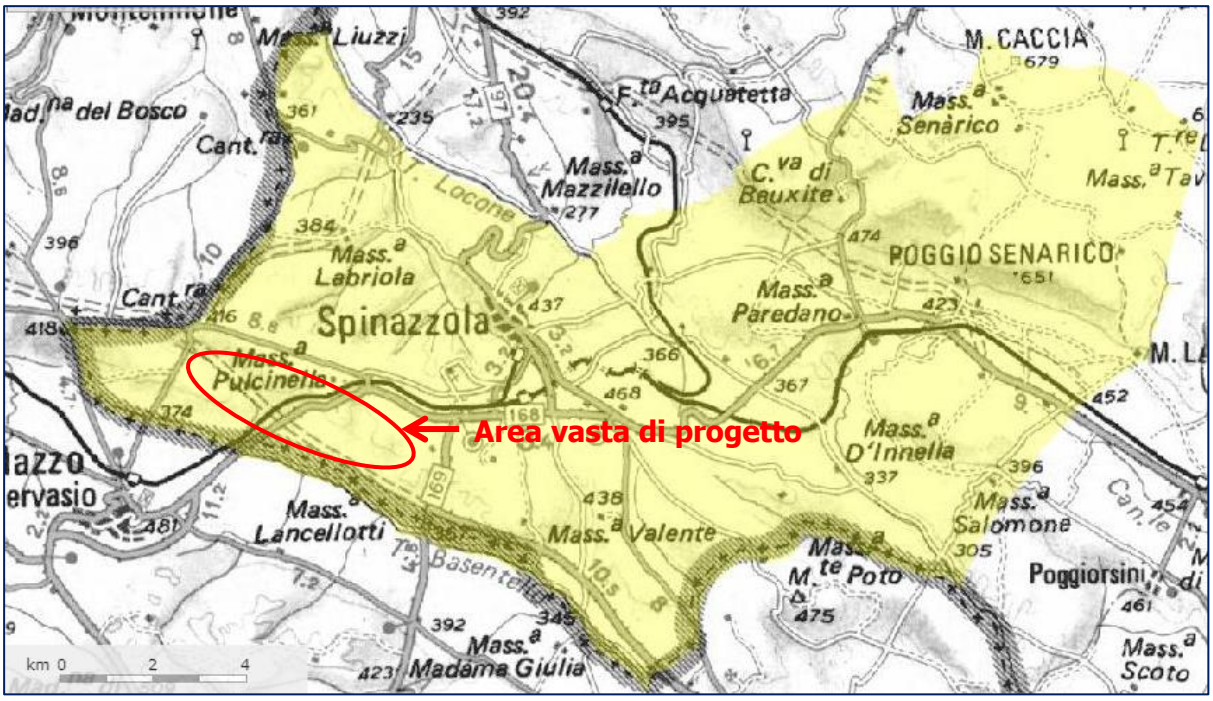


Figura 4-1: inquadramento territoriale su IGM

Figura 4-2: inquadramento territoriale

La suddetta area è ubicata al limite del territorio comunale confinante con il Comune di Montemilone (PZ – Regione Basilicata) e Palazzo San Gervasio (PZ – Regione Basilicata).

I terreni interessati dall'intervento sono totalmente privi di alberature come è desumibile dalle tavole di progetto e risultano di proprietà privata.

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

Tali aerogeneratori, collegati in gruppi di sei e di cinque turbine, convoglieranno l'energia elettrica prodotta a due cabine di smistamento, utilizzando cavidotti in linea interrata.

Un altro cavidotto interrato sarà utilizzato per il collegamento dell'ultima cabina di smistamento alla Stazione Elettrica di trasformazione utente e da questa al punto di consegna previsto presso la S.E. di Montemilone (PZ - Regione Basilicata).

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

Infine, si evidenzia che tutti gli aerogeneratori componenti il Parco Eolico in oggetto sono stati installati su aree non potenzialmente in frana, lontane da bordi di scarpata e da creste rocciose molto strette ed allungate e con pendenze naturali inferiori al 15%. Tali pendenze hanno consentito che la progettazione delle nuove strade di accesso al parco avvenisse senza la previsione di opere di un certo rilievo.

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

WTG	E	N
01	589405	4532213
02	589762	4533284
03	588555	4532846
04	587969	4533500
05	588780	4533511
06	588367	4534256
07	586875	4534603
08	586143	4534735
09	585238	4535474
10	584597	4535045
11	585260	4534518

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico interesserà il territorio comunale del Comune di Spinazzola (BAT – Regione Puglia), mentre la Sottostazione elettrica di trasformazione sarà ubicata nel territorio del Comune di Montemilone (PZ - Regione Basilicata).

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
WTG01	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	100	10
WTG02	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	99	57
WTG03	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	98	39
WTG04	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	95	23
WTG05	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	97	21
WTG06	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	95	11
WTG07	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	91	32
WTG08	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	90	4
WTG09	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	86	98
WTG10	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	86	33
WTG11	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	89	263
CABINA SMISTAMENTO 1	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	95	10
CABINA SMISTAMENTO 2	COMUNE DI SPINAZZOLA (BT)	85	98
STAZIONE TRASFORMAZIONE UTENTE	COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)	32	253-58

5. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO

Le misurazioni sul sito che permetteranno la definizione delle ventosità locali sono in procinto di essere effettuate, ad ogni modo è stato possibile analizzare dati di campagne anemometriche pluriennali effettuate nell'area, che confermano caratteristiche ottimali per lo sfruttamento eolico.

La presenza nell'area vasta di diversi parchi eolici dimostra che il sito è particolarmente indicato allo scopo.

Gli studi condotti hanno definito la medesima rosa di distribuzione del vento a partire da dati misurati, indicando inoltre come prevalente la direzione nord-ovest sud-est.

Si rimanda al relativo documento PR_05_Studio del potenziale eolico, per ulteriori approfondimenti.

6. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

L'impianto eolico per la produzione di energia elettrica oggetto della presente iniziativa è caratterizzato da:

- n° 11 aerogeneratori di potenza complessiva pari a 70 MW;
- n° 2 cabine di smistamento;
- n° 1 sottostazione di trasformazione 150/30 kV;
- Rete elettrica interna a 30 KV dai singoli aerogeneratori alle cabine di smistamento e da queste alla sottostazione di trasformazione 150/30 kV;
- Rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati via modem.

La potenza nominale totale dell'impianto sarà di **70 MW**.

6.1. *Caratteristiche dell'aerogeneratore*

Nell'area di progetto si prevede l'installazione di 11 aerogeneratori tipo SG 6.0-170 aventi le seguenti caratteristiche:

- Potenza: 6.8 MW
- Altezza mozzo: 115 m
- Diametro rotore: 170 m
- Area spazzata: 22698 mq
- Cut-in wind speed: 3 m/s
- Rated wind speed: 10 m/s
- Cut-out wind speed: 25 m/s

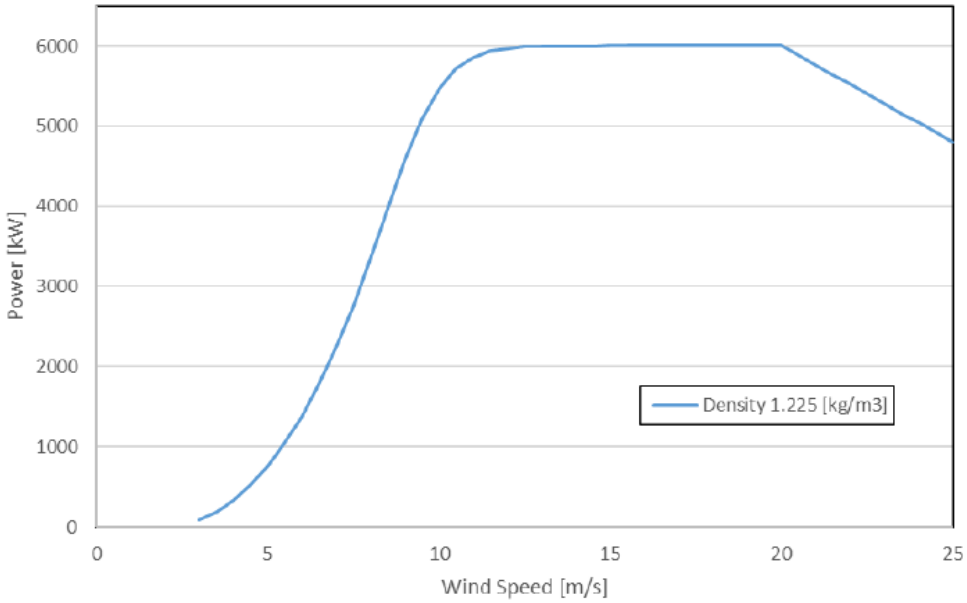


Figura 6-1: curva di potenza della turbina

6.2. *Caratteristiche delle cabine di smistamento*

Le cabine di smistamento sarano costituite da elementi prefabbricati in C.A.V., omologati ENEL, le cui dimensioni saranno tali da consentire tutte le operazioni necessarie per la corretta gestione dell'impianto, ivi inclusa anche la manutenzione.

Ciascuna cabina di smistamento sarà dotata di porta di accesso in lamiera zincata verniciata, con griglie di aerazione; le pareti esterne saranno colorate in tinte tenue, salvo diversa prescrizione degli Enti preposti.

La cabina di smistamento svolge il ruolo di collettore elettrico di un definito gruppo di aerogeneratori; in essa saranno collocati il trasformatore e il quadro di Media Tensione.

L'ultima cabina di smistamento sarà collegata alla sottostazione AT/MT con uno o più cavi MT a 30 kV tripolare in Al del tipo interrato.

6.3. *Caratteristiche della Sottostazione di trasformazione utente 150/30 KV*

In considerazione della potenza elettrica nominale di installazione del parco eolico lo stesso sarà collegato alla rete RTN con stallo in Stazione di trasformazione di TERNA S.p.A.150/380 kV di Montemilone alla quale giungerà il cavidotto a 150 kV proveniente dalla Stazione di Trasformazione 150/30 KV del produttore, da ubicarsi nelle immediate vicinanze della S.E. di proprietà TERNA S.p.A..

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione *PR_14_Calcoli preliminari degli impianti elettrici*.

6.4. *Caratteristiche dell'elettrodotto MT e reti informatiche di monitoraggio*

Le reti principali dell'impianto sono costituite da:

1) cavi unipolari per il collegamento degli aerogeneratori alle cabine di smistamento e da queste alla sottostazione;

2) cavi in fibra ottica per la rete telefonica interna;

3) conduttore di terra in corda Cu nuda.

Il cavo che servirà al collegamento delle singole stazioni eoliche sarà posto ad una profondità superiore rispetto al cavidotto per la rete telefonica destinata alla trasmissione dei segnali via modem tra le singole unità di elaborazione dati.

Il cavidotto della rete telematica sarà in PVC da 50 mm. e sarà posato in scavi aventi una profondità di circa 120 cm.

La rete elettrica in MT sarà realizzata con cavi unipolari in alluminio, informazione a trifoglio ad elica visibile, e giunti con muffe a colata di resina.

Gli scavi saranno ripristinati, previa formazione di un letto di sabbia in corrispondenza dei due suddetti cavidotti, con riempimento di misto granulare stabilizzato.

Saranno infine posizionati pozzetti prefabbricati di ispezione in cls, per la manutenzione della rete elettrica in cui collocare le giunzioni dei cavi e i picchetti di terra.

La rete elettrica interrata sarà protetta, accessibile nei punti di giunzione ed opportunamente segnalata, conformemente al punto 2.4 *(Norme sulle linee elettriche)* della Deliberazione della Giunta Regionale n° 131 del 02/03/2004 avente ad oggetto *"Direttive in ordine a linee guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia"*.

Il cavidotto per la rete telefonica sarà utilizzato per la trasmissione dei segnali via modem tra le singole unità eoliche ed il centro di elaborazione e controllo dati.

Tale cavidotto, a protezione di un cavo idoneo alla trasmissione dei segnali telefonici, sarà posizionato ad una profondità inferiore a quella dei cavidotti elettrici.

Prima dell'inizio dei lavori saranno richiesti tutti i permessi occorrenti alla posa dei cavi e saranno recepite eventuali particolari indicazioni dei Comuni o di altri Enti interessati; non saranno in alcun caso attraversate proprietà private a meno che non siano preventivamente state stipulate servitù di elettrodotto.

Preliminarmente, si procederà all'accertamento in loco che lungo il tracciato interessato alla posa dei cavi MT non siano presenti prese d'acqua, chiusini, prese di gas, fognature o altre canalizzazioni, sia procedendo all'effettuazione di saggi che interpellando tutti gli Enti che gestiscono il sottosuolo pubblico (gestori di acquedotti, gestori di energia elettrica, metanodotti, linee telefoniche), e se del caso ottenendo preventivamente tutte le autorizzazioni necessarie.

6.5. *Opere edili*

Le opere edili previste consistono essenzialmente nella realizzazione:

- delle fondazioni delle torri degli aerogeneratori;

- delle cabine di smistamento;
- della viabilità interna, tale da consentire il collegamento di ciascuna delle postazioni con la viabilità principale;
- della sottostazione 30/150 KV
- posa cavidotti 30 KV e 150 kV.

Le fondazioni delle torri saranno costituite da platee in cemento armato di idonee dimensioni poggianti direttamente sulla roccia fondale, se presente, oppure su pali in c.a. gettati in opera.

La cabina di smistamento sarà costituita da elementi prefabbricati in C.A.V., omologati ENEL, le cui dimensioni saranno tali da consentire tutte le operazioni necessarie per la corretta gestione dell'impianto, ivi inclusa anche la manutenzione.

La viabilità interna consiste in una serie di strade e di piazzole al fine di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui saranno sistemati gli aerogeneratori.

Tale viabilità interna sarà costituita da alcune strade interpoderali già esistenti e da nuove strade da realizzare.

Per le strade interpoderali esistenti le opere edili previste consistono nell'adeguamento di alcuni tratti della sede stradale per la circolazione degli automezzi speciali necessari al trasporto degli elementi componenti l'aerogeneratore.

Gli adeguamenti suddetti prevedono dei raccordi agli incroci con strade esistenti e nei punti di maggiore deviazione della direzione stradale e ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza.

A tal fine, le opere edili prevedono l'asportazione, lateralmente alle strade, dello strato superficiale di terreno vegetale per consentire la realizzazione di un adeguato sottofondo di materiale calcareo e di un sovrastante strato di stabilizzato.

Lo spandimento dello strato di stabilizzato sarà effettuato come intervento di manutenzione ordinaria anche su tutto il tratto della strada interpoderale interessato dalla circolazione dei suddetti automezzi speciali.

Per le nuove strade interne da realizzare nel parco eolico occorre distinguere il caso in cui tali strade interessano terreni coltivati da quello di terreni incolti e rocciosi.

Nel primo caso, per la realizzazione delle strade sono previste le stesse opere edili necessarie per l'adeguamento delle strade interpoderali già esistenti e sopra riportate, mentre nel secondo caso, in presenza di terreni incolti e rocciosi, si prevede la regolarizzazione del piano stradale e l'utilizzo di solo stabilizzato.

Inoltre, per ridurre il fenomeno dell'erosione delle nuove strade, causato dalle acque meteoriche, lungo i cigli delle stesse sono previste delle fasce di adeguata larghezza, realizzate con materiale lapideo di idonea pezzatura, che oltre a consentire il drenaggio delle stesse acque meteoriche, saranno di contenimento allo strato di rifinitura delle strade.

Per la realizzazione delle piazzole vale quanto detto per le nuove strade interne al parco eolico relativamente ai due casi esaminati.

Grazie alla favorevole orografia dell'area non si prevedono aperture di nuove piste di servizio con forti acclività e non si prevedono opere d'arte per il contenimento di tagli o scarpate; le sezioni stradali nel tratto in trincea sono molto limitate trattandosi di strade a livelletta costante.

Tutte le strade saranno in futuro solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, chiuse al pubblico passaggio (ad esclusione dei proprietari), e saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinendole con una pavimentazione stradale a macadam.

6.5.1. Viabilità

La viabilità interna consiste in una serie di strade e di piazzole al fine di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno sistemati gli aerogeneratori.

Tale viabilità interna sarà costituita da alcune strade interpoderali già esistenti e da nuove strade da realizzare.

Per le strade interpoderali esistenti le opere edili previste consistono nell'adeguamento di alcuni tratti della sede stradale per la circolazione degli automezzi speciali necessari al trasporto degli elementi componenti l'aerogeneratore.

Gli adeguamenti suddetti prevedono dei raccordi agli incroci di strade e nei punti di maggiore deviazione della direzione stradale e ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza.

A tal fine, le opere edili prevedono l'asportazione, lateralmente alle strade, dello strato superficiale di terreno vegetale per consentire la realizzazione di un adeguato sottofondo di materiale calcareo e di un sovrastante strato di stabilizzato.

Lo spandimento dello strato di stabilizzato sarà effettuato come intervento di manutenzione ordinaria anche su tutto il tratto della strada interpoderale interessato dalla circolazione dei suddetti automezzi speciali.

Per le nuove strade interne da realizzare nel parco eolico occorre distinguere il caso in cui tali strade interessano terreni coltivati da quello di terreni incolti e rocciosi.

Nel primo caso, per la realizzazione delle strade sono previste le stesse opere edili necessarie per l'adeguamento delle strade interpoderali già esistenti e sopra riportate, mentre nel secondo caso, in presenza di terreni incolti e rocciosi, si prevede la regolarizzazione del piano stradale e l'utilizzo di solo stabilizzato.

Inoltre, per ridurre il fenomeno dell'erosione delle nuove strade, causato dalle acque meteoriche, lungo i cigli delle stesse sono previste delle fasce di adeguata larghezza, realizzate con materiale lapideo di idonea pezzatura, che oltre a consentire il drenaggio delle stesse acque meteoriche, saranno di contenimento allo strato di rifinitura delle strade.

Per la realizzazione delle piazzole vale quanto detto per le nuove strade interne al parco eolico relativamente ai due casi esaminati.

Tutte le strade saranno in futuro solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, chiuse al pubblico passaggio (ad esclusione dei proprietari), e saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinendole con una pavimentazione stradale a macadam.

Inoltre, con il tipo di rifinitura a macadam previsto per la pavimentazione delle strade e delle piazzole, non viene alterato l'attuale regime di scorrimento naturale delle acque meteoriche, in quanto si conserva la permeabilità del sito, favorendo anche la vegetazione autoctona.

6.5.2. Fondazioni

Le fondazioni delle torri saranno costituite da platee in calcestruzzo a base tronco-conica con diametro pari a circa 25 m, ed alta circa 4,50 m al centro del plinto stesso, dov'è imbullonata la base

dell'aerogeneratore poggianti direttamente sulla roccia fondale, se presente, oppure su pali in c.a. gettati in opera.

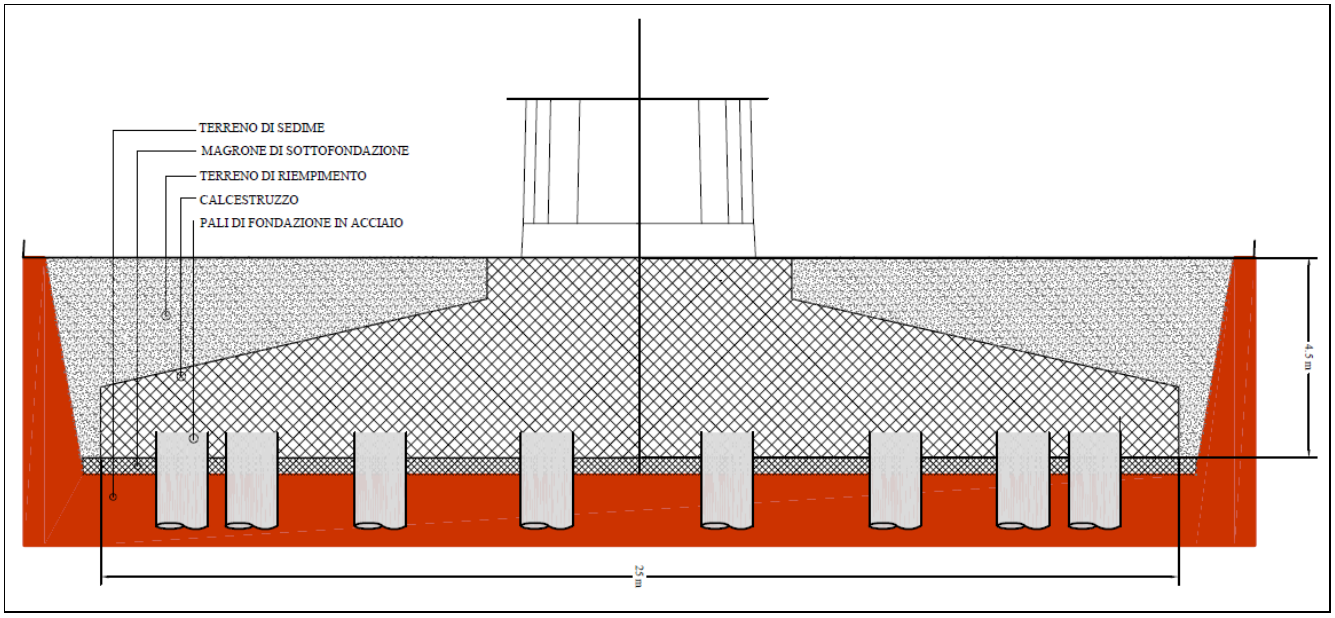


Figura 6-2: armatura fondazione tipo

6.5.3. Piazzole di montaggio e piazzole definitive

La piazzola di montaggio dell'aerogeneratore costituisce lo spazio di manovra delle gru che permetteranno il montaggio dei vari componenti ed il loro temporaneo stoccaggio. Tale manufatto quindi necessiterà di alcuni accorgimenti tecnici che consentiranno di eseguire in assoluta sicurezza le operazioni necessarie.

Le specifiche tecniche indicate dalla società che produce l'aerogeneratore che si andrà ad utilizzare, indica come dimensioni richieste minime un'area pari a circa m 87 x m 43, come da esempio tipologico illustrato nell'immagine seguente.

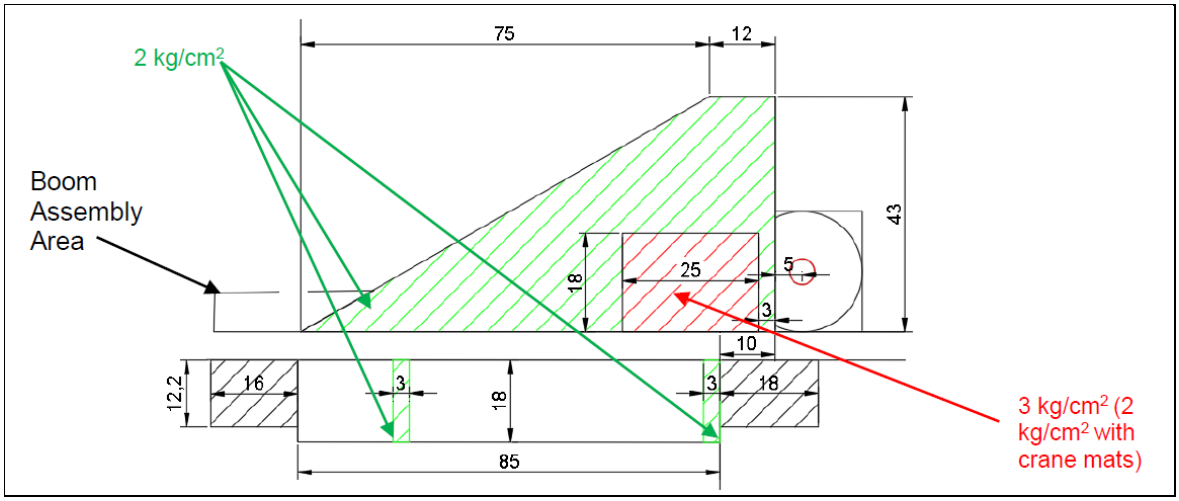


Figura 6-3 piazzola di montaggio tipo

Nel caso in esame si prevede di realizzare, attraverso delle modeste movimentazioni di terreno, le superficie pianeggianti richieste. La scelta progettuale in questo caso è di tipo cautelativo in quanto si vuole consentire alle macchine ed al personale coinvolto nel montaggio dell'aerogeneratore di svolgere tali operazioni in assoluta sicurezza.

Quest'area, che costituirà il sottofondo della struttura della piazzola, sarà costituito da terreno di scavo compattato e rullato a strati.

Si provvederà quindi a creare un adeguato strato superficiale, costituito da inerti di cava, opportunamente pressati e rullati secondo una precisa stratigrafia: sopra il livello del terreno di scavo pressato e rullato, si andrà a creare una fondazione in sparato di cava di pezzatura Φ 40-80 mm, mentre lo strato superficiale è costituito da tout-venant di Φ 20- 40 mm.

Una volta ultimato il montaggio degli aerogeneratori, le piazzole saranno ridotte ad una dimensione media pari a circa m 18 x m 25.

Quest'area si rende necessaria per le operazioni di ordinaria manutenzione delle turbine eoliche; nelle pagine successive si riportano le planimetrie delle piazzole di montaggio allo stato ripristinato (stato di esercizio).

6.6. *Montaggio dell'aerogeneratore*

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

- due 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 due 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;
- 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.

7. SISTEMA DI CONTROLLO ANOMALIE E CONTROLLO GESTIONALE

L'impianto non richiede un presidio continuo in loco, in quanto all'interno di ciascuna torre e all''interno dell'edificio quadro della sottostazione saranno istallati sistemi di supervisione e controllo operanti in remoto. Tali sistemi consistono in attrezzature computerizzate in grado di monitorare costantemente il funzionamento dell'impianto e inviare i dati, tramite fibra ottica alloggiata lungo il tracciato del cavidotto, alla stazione di controllo, ove sarà possibile rilevare eventi che richiedono l'intervento della squadra di tecnici specializzata.

I parametri monitorati saranno: corrente, tensione, frequenza, fattore di potenza, potenza prodotta, numero di giri del rotore, temperatura ambiente e dei componenti dell'impianto, vibrazioni, velocità del vento, direzione del vento,ecc….

Il personale tecnico potrà agire quindi per allertamento. Lo stesso personale è addetto alla gestione e alla conduzione, quindi è in grado di garantire sia la conduzione dell'impianto in conformità alle procedure stabilite sia le manutenzioni preventive ed ordinarie programmate in conformità a procedure prefissate.

8. 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;
- 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 attività di trasporto e montaggio delle torri, della navicella e del rotore (mozzo e pale);
- 6ª 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;
- 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 del G.R.T.N.;
- 8ª fase realizzazione di opere varie di sistemazione ambientale, compensazione e mitigazione.

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 prevedono circa17/19 giorni di lavoro per la realizzazione delle piazzole e del plinto di fondazione, secondo le seguenti attività:

- ❖ 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 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 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.

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 primo 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 terzo mese, e per una durata di circa tre mesi, avranno inizio le attività di realizzazione delle fondazioni e, contestualmente a partire dal quarto mese, le operazioni di montaggio degli aerogeneratori (che termineranno verso la fine del settimo mese).

Al termine della realizzazione dei cavidotti, quindi intorno alla fine del quinto 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.

Infine si prevedono 2 mesi per le operazioni di ripristino, avviamento e collaudo.

CRONOPROGRAMMA DI MASSIMA PARCO EOLICO									
n.	Attività	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
1	**Realizzazione ed adeguamento strade, realizzazione piazzole**								
	1.1 Adeguamento strade sterrate esistenti								
	1.2 Realizzazione nuove strade di accesso								
	1.3 Realizzazione piazzole								
2	**Realizzazione cavidotti MT ed AT**								
	Realizzazione cavidotti, posa cavi MT e ripristino								
3	**Realizzazione cabine e stazioni**								
4	**Realizzazione fondazioni**								
5	**Montaggio Aerogeneratori**								
6	**Ripristino, avviamento e collaudo**								

9. FASE DI ESERCIZIO, PROGRAMMA DI MANUTENZIONE E SICUREZZA

Sistema di controllo dell'impianto

L'impianto eolico è dotato di un sistema che consente di tenere costantemente monitorate e regolate sia le funzioni di ciascun aerogeneratore che complessivamente l'intero impianto. È quindi possibile, attraverso tale sistema, garantire la massima efficienza dell'impianto.

Nello specifico tutte le funzioni dei singoli aerogeneratori vengono monitorate e controllate da diverse unità di controllo basate su microprocessori; l'unità centrale di controllo è continuamente in contatto con gli elementi di controllo periferici consentendo una valutazione permanente dei dati di misurazione dell'anemometro e quindi l'orientamento ottimale delle pale e l'impostazione del numero di giri per un rendimento ottimale in funzione della velocità del vento con eventuale arresto dell'impianto al superamento di una determinata velocità o la riduzione delle della velocità di rotazione. Altri funzioni permanentemente attive sono il controllo delle oscillazioni della torre e del generatore ed il controllo della temperatura interna delle macchine in funzionamento statico e dinamico.

Il sistema di controllo consente inoltre di monitorate le condizioni di immissione in rete dell'energia prodotta e, quindi, di reagire immediatamente a variazioni di tensione e frequenza nella rete.

Manutenzione ordinaria

Per la manutenzione ordinaria dell'impianto si prevede una frequenza semestrale, ed un impegno pari ad una giornata di lavoro per aerogeneratore e per intervento.

La squadra di servizio e manutenzione sarà composta da due tecnici. Ad ogni controllo saranno testati tutti i componenti dell'aerogeneratore.

Le verifiche periodiche comprendono anche una serie di simulazioni in condizioni di avaria, per verificare la sicurezza del sistema. Un campione di olio lubrificante sarà inoltre periodicamente spedito ad un laboratorio specializzato per verificarne l'efficacia e le condizioni generali.

Durante il normale funzionamento degli aerogeneratori, viene effettuato un cambio semestrale dei filtri dell'olio lubrificante e del olio idraulico che saranno quindi smaltiti in conformità alle disposizioni

di legge vigenti in materia, ovvero mediante stipula di apposito contratto con società autorizzata al ritiro.

Normali esigenze di manutenzione richiedono infine che le strade di accesso all'area di impianto, nonché le piste dei servizio e le piazzole siano tenute in un buono stato di conservazione in modo da permettere il transito degli automezzi.

Manutenzione e sorveglianza

Terminata la fase di realizzazione e di collaudo dell'opera, l'impianto sarà messo in esercizio. Le attività di sorveglianza saranno le seguenti:

- il "controllo navicelle" consistente nel verificare:
  - la regolarità sul funzionamento delle pale ed evidenziare anomalie;
  - la funzionalità e la buona conservazione delle navicelle, cabine, e torri anemometriche ecc.;
- eventuali azioni di terzi che possano interessare le strutture dell'impianto e le aree di rispetto
- la manutenzione ordinaria pianificata e straordinaria degli apparati meccanici e della strumentazione costituenti gli impianti, delle opere accessorie e delle infrastrutture;
- la verifica dello stato di protezione elettrica dell'impianto, mediante il rilievo e la registrazione del suo potenziale elettrico rispetto all'elettrodo di riferimento.

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.

10. DISMISSIONE DEL PARCO

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 del Parco:

1. Smontaggio delle pale
2. Smontaggio della navicella
3. Rimozione dei corpi cilindrici che compongono la torre
4. Rimozione completa del tubolare (fissato alla fondazione) senza alterare l'integrità del plinto in cemento armato che svolgerà la solo 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:

1. 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;
2. 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;
3. smantellamento delle apparecchiature elettriche all'interno dei manufatti delle cabine di smistamento ed all'interno della Sottostazione AT/MT;

4. ripristino delle aree già interessate alle piazzole con rimozione dei materiali inerti di fondazione e riporto di terreno agrario originale;
5. 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;
6. rimozione completa di linea elettrica interrata con conferimento dei materiali presso impianti autorizzati di trattamento e recupero;
7. 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;
8. 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.

Per ulteriori precisazioni circa la fase di dismissione si rimanda alla relazione *PR_06_Piano di dismissione.*

11. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

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.

11.1. *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 istallazione 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.

11.2. *Piano Ambientale di Ripristino del Sito*

Le attività di ripristino ambientale dei luoghi interessati dall'impianto eolico alle condizioni *ante operam* saranno svolte secondo le seguenti procedure e metodologie:

Ia Fase: Ripristino ambientale delle aree occupate dalle piazzole degli aerogeneratori;

IIa Fase: Ripristino ambientale dei cavidotti interrati disposti lungo la viabilità di servizio interna all'impianto;

IIIa Fase: Ripristino ambientale degli ambiti occupati dalla cabina elettrica.

Attività di Ia Fase – Ripristino ambientale delle piazzole

La piazzola è disposta su superfici piane o sub-pianeggianti; le attività di ripristino non comportano, pertanto, azioni di rimodellamento morfologico se non per brevi tratti di raccordo con il piano campagna.

Come per la fase di costruzione dell'impianto, anche per la fase di dismissione dell'aerogeneratore l'intera superficie sarà occupata dai cantieri temporanei necessari alle attività di dismissione; pertanto le attività di ripristino ambientale finale interesseranno l'intera superficie citata.

Le principali attività comprese nel piano di ripristino finale sono definite di seguito:

- Stesa e modellazione, compresa la fornitura, di terricciato per tappeti erbosi composto dal 30 % di sostanza organica con aggiunta di terricci, vagliato e concimato;
- Preparazione del terreno alla semina o al trapianto;
- Inerbimento con semina a spaglio mediante la semina di un miscuglio di sementi di specie erbacee selezionate ed idonee al sito.

Attività di IIa Fase – Ripristino ambientale dei cavidotti interrati

Come detto precedentemente, l'attività di ripristino finale interesserà solo i tratti di cavidotto ubicati su terreno libero o affiancati alla viabilità di servizio interna all'impianto.

La dismissione dei cavidotti prevede lo sfilamento dei cavi e le sistemazioni ambientali delle superfici interessate.

Nel complesso lo sviluppo del cavidotto interessato è quello ricadente su terreno o su tratti della viabilità di servizio interna all'impianto: il ripristino ambientale potrà interessare il 100% della lunghezza totale delle suddette vie cavo.

Le principali attività comprese nel piano di ripristino finale sono definite di seguito:

- Stesa e modellazione, compresa la fornitura, di terricciato per tappeti erbosi composto dal 30 % di sostanza organica con aggiunta di terricci, vagliato e concimato;

- Preparazione del terreno alla semina o al trapianto;
- Inerbimento con semina a spaglio mediante la semina di un miscuglio di sementi di specie erbacee e selezionate ed idonee al sito

Attività di IIIa Fase – Ripristino ambientale degli ambiti occupati dalla cabina

Complessivamente l'area occupate dalla cabina di consegna è subpianeggiante, pertanto le attività di ripristino non comportano azioni di rimodellamento morfologico se non per brevi tratti di raccordo con il piano campagna.

Come per la fase di costruzione delle cabine, anche per la fase di dismissione l'intera superficie sarà occupata dai cantieri temporanei necessari alle attività di dismissione; pertanto le attività di ripristino ambientale finale interesseranno l'intera superficie citata.

Le principali attività comprese nel piano di ripristino finale sono definite di seguito:

- Stesa e modellazione, compresa la fornitura, di terricciato per tappeti erbosi composto dal 30 % di sostanza organica con aggiunta di terricci, vagliato e concimato;
- Preparazione del terreno alla semina o al trapianto;
- Inerbimento con semina a spaglio mediante la semina di un miscuglio di sementi di specie erbacee selezionate ed idonee al sito.

11.3. *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, SOx, NOx, 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 del Parco 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.

11.4. *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 70 MW (11 aerogeneratori di potenza pari a 6,8 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in 144.903.311 kWh nette, considerando una velocità media all'altezza del mozzo pari a 6 m/s (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità allegata).

Il costo dell'impianto (per 11 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 49.500.000 (per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo).

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.

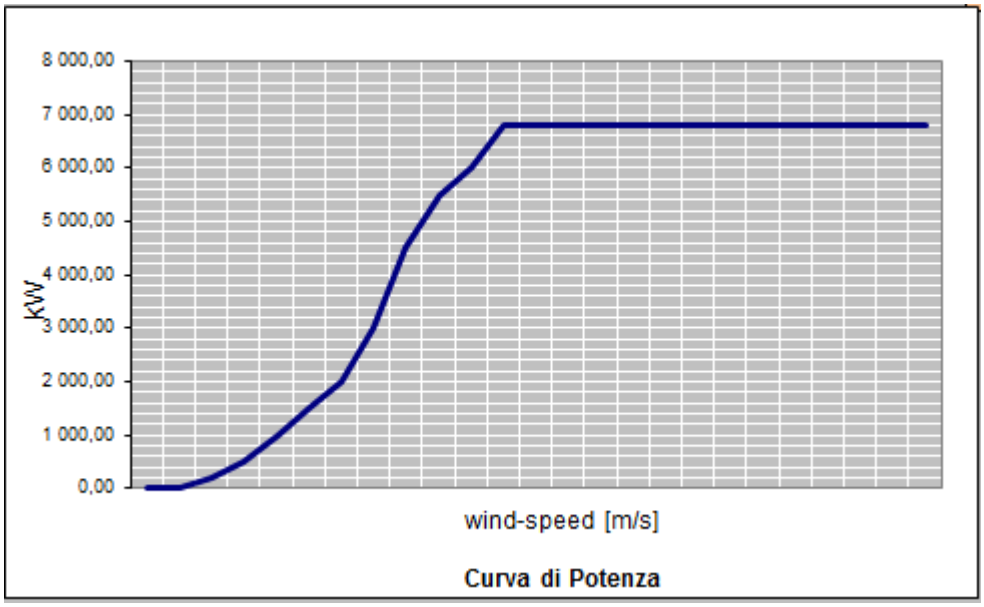
In questa sede, pertanto, si possono ipotizzare e prevedere una serie di benefici ambientali, traducibili teoricamente (ma non praticamente) in ricavi monetari, quindi non utilizzabili nell'analisi economica.

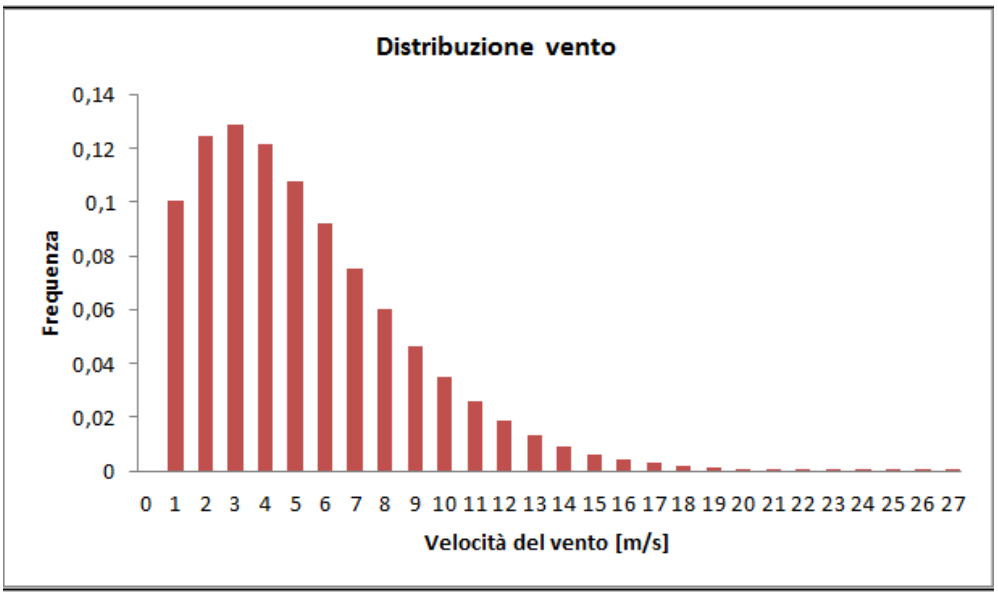
Tuttavia, la realizzazione di qualsiasi intervento, anche se complessivamente positivo dal punto di vista degli effetti ambientali, potrebbe comunque determinare delle interferenze negative su alcune componenti ambientali, traducibili, al contrario, in perdite monetarie (cioè in ulteriori spese da sostenere),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

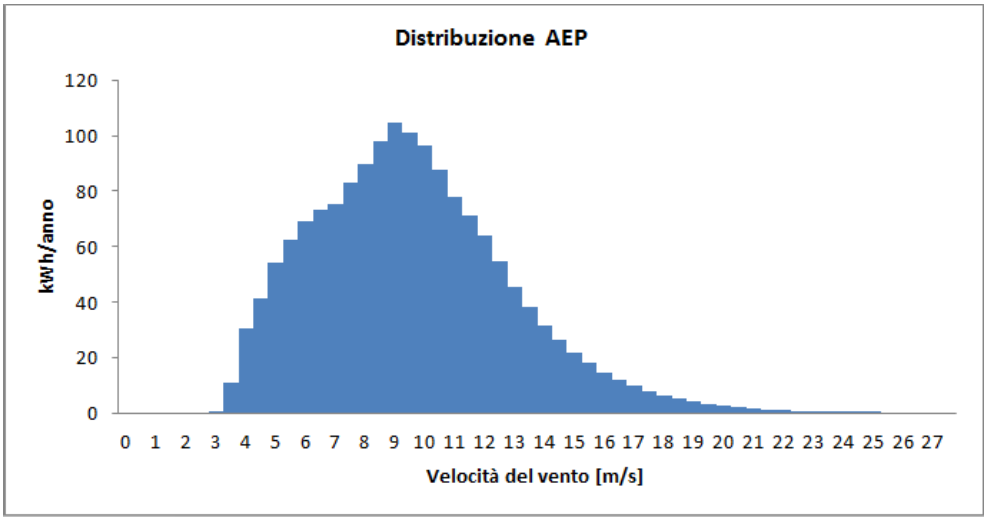
Ipotizzando di assegnare un ricavo monetario a tali elementi, vista l'importanza e il peso delle singole voci positive conseguenti ad alla realizzazione di un parco eolico, si può concludere che la realizzazione dell'intervento comporterebbe la prevalenza di benefici ambientali positivi che si tradurrebbero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

11.5. *Caratteristiche aerogeneratore e producibilità*

Potenza 11x6,8 MW


8 000,00
7 000,00
6 000,00
5 000,00
4 000,00
3 000,00
2 000,00
1 000,00
0,00
kW
wind-speed [m/s]
Curva di Potenza


Distribuzione vento
0,14
0,12
0,1
0,08
0,06
0,04
0,02
0
Frequenza
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27
Velocità del vento [m/s]


Distribuzione AEP
kWh/anno
120
100
80
60
40
20
0
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27
Velocità del vento [m/s]

Sintesi dei risultati di produzione energetica

N° Turbine Eoliche	11	
Potenza impianto eolico [MW]	74,8000	
Perdita per interferenza aerodinamica	0,10%	0,10%
Perdita di disponibilità sistema eolico	1,40%	1,40%
Perdita elettrica	1,20%	1,20%
Altezza sito [m]	395,0	
Coefficiente correttivo		3,85%
Temperatura media [°C	14,00	
		-0,37%
Totale perdite		6,08%

Producibilità attesa sistema eolico [kWh/anno]	154 290 807,40
Producibilità attesa sistema eolico al netto delle perdite [kWh/anno]	144 903 311,31

Ore equivalenti [kWh/kWe]	2 062,71	***Fattore di capacità***	23,55%
Ore equivalenti nette [kWh/kWe]	1 937,21	*Fattore di capacità netto*	22,11%

Power budget

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

Voci di costo ed ipotesi di copertura del finanziamento

VOCI DI COSTO	IMPORTI
COSTO IMPIANTO DA CME	€ 49 428 240,45
Equity (20%)	€ 9 885 648,09
Debito bancario (80%)	€ 39 542 592,36

Piano di ammortamento del debito

Dati input	
Importo da finanziare	€ 39 542 592,36
Tasso nominale annuo	3%

	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 39 542 592,36
1	€ 3 972 531,00	€ 2 786 253,23	€ 1 186 277,77	€ 36 756 339,13
2	€ 3 972 531,00	€ 2 869 840,83	€ 1 102 690,17	€ 33 886 498,30
3	€ 3 972 531,00	€ 2 955 936,05	€ 1 016 594,95	€ 30 930 562,25
4	€ 3 972 531,00	€ 3 044 614,13	€ 927 916,87	€ 27 885 948,12
5	€ 3 972 531,00	€ 3 135 952,56	€ 836 578,44	€ 24 749 995,57
6	€ 3 972 531,00	€ 3 230 031,13	€ 742 499,87	€ 21 519 964,43
7	€ 3 972 531,00	€ 3 326 932,07	€ 645 598,93	€ 18 193 032,37
8	€ 3 972 531,00	€ 3 426 740,03	€ 545 790,97	€ 14 766 292,34
9	€ 3 972 531,00	€ 3 529 542,23	€ 442 988,77	€ 11 236 750,11
10	€ 3 972 531,00	€ 3 635 428,50	€ 337 102,50	€ 7 601 321,61
11	€ 3 972 531,00	€ 3 744 491,35	€ 228 039,65	€ 3 856 830,26
12	€ 3 972 531,00	€ 3 856 826,09	€ 115 704,91	€ 4,17

Riepilogo costi di gestione

VOCE DI COSTO	COSTO ANNUO
Manutenzione ordinaria	€ 988 564,81
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 741 423,61
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 741 423,61
Assicurazione	€ 900 000,00
IMU + diritto di superficie	€ 275 000,00
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc)	€ 250 000,00

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 € 78.736.585;

TIR 19,35%.

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

CONTO ECONOMICO	1	2	3	4	5	6
RICAVI						
Ricavo da tariffa incentivante	€ 10 143 231,79	€ 10 295 380,27	€ 10 449 810,97	€ 10 606 558,14	€ 10 765 656,51	€ 10 927 141,36
Inflazione 1,5						
FATTURATO	**€ 10 143 231,79**	**€ 10 295 380,27**	**€ 10 449 810,97**	**€ 10 606 558,14**	**€ 10 765 656,51**	**€ 10 927 141,36**
COSTI DI GESTIONE						
Manutenzione ordinaria	€ 988 564,81	€ 1 003 393,28	€ 1 018 444,18	€ 1 033 720,84	€ 1 049 226,66	€ 1 064 965,06
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 900 000,00	€ 913 500,00	€ 927 202,50	€ 941 110,54	€ 955 227,20	€ 969 555,60
IMU + diritto di superficie	€ 275 000,00	€ 279 125,00	€ 283 311,88	€ 287 561,55	€ 291 874,98	€ 296 253,10
Spese varie	€ 250 000,00	€ 253 750,00	€ 257 556,25	€ 261 419,59	€ 265 340,89	€ 269 321,00
Equity (una tantum 1 anno)	€ 9 885 648,09	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	**€ 12 299 212,90**	**€ 2 449 768,28**	**€ 2 486 514,81**	**€ 2 523 812,53**	**€ 2 561 669,72**	**€ 2 600 094,76**
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 786 253,23	€ 2 869 840,83	€ 2 955 936,05	€ 3 044 614,13	€ 3 135 952,56	€ 3 230 031,13
COSTI OPERATIVI TOTALI	**€ 15 085 466,13**	**€ 5 319 609,11**	**€ 5 442 450,86**	**€ 5 568 426,66**	**€ 5 697 622,27**	**€ 5 830 125,89**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**-€ 4 942 234,34**	**€ 4 975 771,16**	**€ 5 007 360,12**	**€ 5 038 131,48**	**€ 5 068 034,24**	**€ 5 097 015,46**
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 1 186 277,77	€ 1 102 690,17	€ 1 016 594,95	€ 927 916,87	€ 836 578,44	€ 742 499,87
UTILE ANTE IMPOSTE	**-€ 6 128 512,11**	**€ 3 873 080,99**	**€ 3 990 765,17**	**€ 4 110 214,61**	**€ 4 231 455,79**	**€ 4 354 515,60**
Imposte e tasse (30%)	-€ 1 838 553,63	€ 1 161 924,30	€ 1 197 229,55	€ 1 233 064,38	€ 1 269 436,74	€ 1 306 354,68
TOTALE IMPOSTE	**-€ 1 838 553,63**	**€ 1 161 924,30**	**€ 1 197 229,55**	**€ 1 233 064,38**	**€ 1 269 436,74**	**€ 1 306 354,68**
UTILE NETTO	**-€ 4 289 958,48**	**€ 2 711 156,69**	**€ 2 793 535,62**	**€ 2 877 150,23**	**€ 2 962 019,06**	**€ 3 048 160,92**

CONTO ECONOMICO	7	8	9	10	11	12
RICAVI						
Ricavo da tariffa incentivante	€ 11 091 048,48	€ 11 257 414,20	€ 11 426 275,42	€ 11 597 669,55	€ 11 771 634,59	€ 11 948 209,11
Inflazione 1,5						
FATTURATO	**€ 11 091 048,48**	**€ 11 257 414,20**	**€ 11 426 275,42**	**€ 11 597 669,55**	**€ 11 771 634,59**	**€ 11 948 209,11**
COSTI DI GESTIONE						
Manutenzione ordinaria	€ 1 080 939,53	€ 1 097 153,62	€ 1 113 610,93	€ 1 130 315,09	€ 1 147 269,82	€ 1 164 478,87
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ 741 423,61		€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 984 098,94	€ 998 860,42	€ 1 013 843,33	€ 1 029 050,98	€ 1 044 486,74	€ 1 060 154,04
IMU + diritto di superficie	€ 300 696,90	€ 305 207,35	€ 309 785,46	€ 314 432,24	€ 319 148,73	€ 323 935,96
Spese varie	€ 273 360,82	€ 277 461,23	€ 281 623,15	€ 285 847,49	€ 290 135,21	€ 294 487,23
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	**€ 2 639 096,18**	**€ 2 678 682,63**	**€ 2 718 862,86**	**€ 3 501 069,41**	**€ 2 801 040,49**	**€ 2 843 056,10**
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 326 932,07	€ 3 426 740,03	€ 3 529 542,23	€ 3 635 428,50	€ 3 744 491,35	€ 3 856 826,09
COSTI OPERATIVI TOTALI	**€ 5 966 028,25**	**€ 6 105 422,65**	**€ 6 248 405,09**	**€ 7 136 497,91**	**€ 6 545 531,85**	**€ 6 699 882,19**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**€ 5 125 020,23**	**€ 5 151 991,55**	**€ 5 177 870,32**	**€ 4 461 171,64**	**€ 5 226 102,75**	**€ 5 248 326,92**
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 645 598,93	€ 545 790,97	€ 442 988,77	€ 337 102,50	€ 228 039,65	€ 115 704,91
UTILE ANTE IMPOSTE	**€ 4 479 421,29**	**€ 4 606 200,58**	**€ 4 734 881,55**	**€ 4 124 069,13**	**€ 4 998 063,10**	**€ 5 132 622,01**
Imposte e tasse (30%)	€ 1 343 826,39	€ 1 381 860,17	€ 1 420 464,47	€ 1 237 220,74	€ 1 499 418,93	€ 1 539 786,60
TOTALE IMPOSTE	**€ 1 343 826,39**	**€ 1 381 860,17**	**€ 1 420 464,47**	**€ 1 237 220,74**	**€ 1 499 418,93**	**€ 1 539 786,60**
UTILE NETTO	**€ 3 135 594,91**	**€ 3 224 340,41**	**€ 3 314 417,09**	**€ 2 886 848,39**	**€ 3 498 644,17**	**€ 3 592 835,41**

CONTO ECONOMICO	13	14	15	16	17	18
RICAVI						
Ricavo da tariffa incentivante	€ 12 127 432,25	€ 12 309 343,73	€ 12 493 983,89	€ 12 681 393,65	€ 12 871 614,55	€ 13 064 688,77
Inflazione 1,5						
FATTURATO	**€ 12 127 432,25**	**€ 12 309 343,73**	**€ 12 493 983,89**	**€ 12 681 393,65**	**€ 12 871 614,55**	**€ 13 064 688,77**
COSTI DI GESTIONE						
Manutenzione ordinaria	€ 1 181 946,05	€ 1 199 675,24	€ 1 217 670,37	€ 1 235 935,42	€ 1 254 474,46	€ 1 273 291,57
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ 741 423,61		€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 076 056,35	€ 1 092 197,20	€ 1 108 580,16	€ 1 125 208,86	€ 1 142 086,99	€ 1 159 218,30
IMU + diritto di superficie	€ 328 795,00	€ 333 726,92	€ 338 732,83	€ 343 813,82	€ 348 971,03	€ 354 205,59
Spese varie	€ 298 904,54	€ 303 388,11	€ 307 938,93	€ 312 558,02	€ 317 246,39	€ 322 005,08
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	**€ 2 885 701,94**	**€ 2 928 987,47**	**€ 3 714 345,89**	**€ 3 017 516,12**	**€ 3 062 778,86**	**€ 3 108 720,54**
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	**€ 2 885 701,94**	**€ 2 928 987,47**	**€ 3 714 345,89**	**€ 3 017 516,12**	**€ 3 062 778,86**	**€ 3 108 720,54**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**€ 9 241 730,30**	**€ 9 380 356,26**	**€ 8 779 638,00**	**€ 9 663 877,53**	**€ 9 808 835,69**	**€ 9 955 968,22**
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	**€ 9 241 730,30**	**€ 9 380 356,26**	**€ 8 779 638,00**	**€ 9 663 877,53**	**€ 9 808 835,69**	**€ 9 955 968,22**
Imposte e tasse (30%)	€ 2 772 519,09	€ 2 814 106,88	€ 2 633 891,40	€ 2 899 163,26	€ 2 942 650,71	€ 2 986 790,47
TOTALE IMPOSTE	**€ 2 772 519,09**	**€ 2 814 106,88**	**€ 2 633 891,40**	**€ 2 899 163,26**	**€ 2 942 650,71**	**€ 2 986 790,47**
UTILE NETTO	**€ 6 469 211,21**	**€ 6 566 249,38**	**€ 6 145 746,60**	**€ 6 764 714,27**	**€ 6 866 184,98**	**€ 6 969 177,76**

CONTO ECONOMICO	19	20	21	22	23	24
RICAVI						
Ricavo da tariffa incentivante	€ 13 260 659,10	€ 13 459 568,99	€ 6 520 649,01	€ 6 618 458,74	€ 6 717 735,63	€ 6 818 501,66
Inflazione 1,5						
FATTURATO	**€ 13 260 659,10**	**€ 13 459 568,99**	**€ 13 661 462,52**	**€ 13 866 384,46**	**€ 14 074 380,23**	**€ 14 285 495,93**
COSTI DI GESTIONE						
Manutenzione ordinaria	€ 1 292 390,95	€ 1 311 776,81	€ 1 331 453,46	€ 1 351 425,26	€ 1 371 696,64	€ 1 392 272,09
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 176 606,57	€ 1 194 255,67	€ 1 212 169,51	€ 1 230 352,05	€ 1 248 807,33	€ 1 267 539,44
IMU + diritto di superficie	€ 359 518,67	€ 364 911,45	€ 370 385,13	€ 375 940,90	€ 381 580,02	€ 387 303,72
Spese varie	€ 326 835,16	€ 331 737,69	€ 336 713,75	€ 341 764,46	€ 346 890,92	€ 352 094,29
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	**€ 3 155 351,35**	**€ 3 202 681,62**	**€ 3 250 721,85**	**€ 3 299 482,67**	**€ 3 348 974,91**	**€ 3 399 209,54**
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	**€ 3 155 351,35**	**€ 3 202 681,62**	**€ 3 250 721,85**	**€ 3 299 482,67**	**€ 3 348 974,91**	**€ 3 399 209,54**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**€ 10 105 307,75**	**€ 10 256 887,36**	**€ 10 410 740,67**	**€ 10 566 901,78**	**€ 10 725 405,31**	**€ 10 886 286,39**
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	**€ 10 105 307,75**	**€ 10 256 887,36**	**€ 10 410 740,67**	**€ 10 566 901,78**	**€ 10 725 405,31**	**€ 10 886 286,39**
Imposte e tasse (30%)	€ 3 031 592,32	€ 3 077 066,21	€ 3 123 222,20	€ 3 170 070,54	€ 3 217 621,59	€ 3 265 885,92
TOTALE IMPOSTE	**€ 3 031 592,32**	**€ 3 077 066,21**	**€ 3 123 222,20**	**€ 3 170 070,54**	**€ 3 217 621,59**	**€ 3 265 885,92**
UTILE NETTO	**€ 7 073 715,42**	**€ 7 179 821,16**	**€ 7 287 518,47**	**€ 7 396 831,25**	**€ 7 507 783,72**	**€ 7 620 400,47**

CONTO ECONOMICO	25	26	27	28	29	30
RICAVI						
Ricavo da tariffa incentivante	€ 6 920 779,18	€ 7 024 590,87	€ 7 129 959,74	€ 7 236 909,13	€ 7 345 462,77	€ 7 455 644,71
Inflazione 1,5						
FATTURATO	**€ 14 499 778,37**	**€ 14 717 275,04**	**€ 14 938 034,17**	**€ 15 162 104,68**	**€ 15 389 536,25**	**€ 15 620 379,30**
COSTI DI GESTIONE						
Manutenzione ordinaria	€ 1 413 156,17	€ 1 434 353,52	€ 1 455 868,82	€ 1 477 706,85	€ 1 499 872,45	€ 1 522 370,54
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 286 552,53	€ 1 305 850,82	€ 1 325 438,58	€ 1 345 320,16	€ 1 365 499,96	€ 1 385 982,46
IMU + diritto di superficie	€ 393 113,27	€ 399 009,97	€ 404 995,12	€ 411 070,05	€ 417 236,10	€ 423 494,64
Spese varie	€ 357 375,70	€ 362 736,34	€ 368 177,38	€ 373 700,04	€ 379 305,55	€ 384 995,13
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	**€ 3 450 197,68**	**€ 3 501 950,65**	**€ 3 554 479,91**	**€ 3 607 797,10**	**€ 3 661 914,06**	**€ 3 716 842,77**
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	**€ 3 450 197,68**	**€ 3 501 950,65**	**€ 3 554 479,91**	**€ 3 607 797,10**	**€ 3 661 914,06**	**€ 3 716 842,77**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**€ 11 049 580,69**	**€ 11 215 324,40**	**€ 11 383 554,26**	**€ 11 554 307,58**	**€ 11 727 622,19**	**€ 11 903 536,52**
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	**€ 11 049 580,69**	**€ 11 215 324,40**	**€ 11 383 554,26**	**€ 11 554 307,58**	**€ 11 727 622,19**	**€ 11 903 536,52**
Imposte e tasse (30%)	€ 3 314 874,21	€ 3 364 597,32	€ 3 415 066,28	€ 3 466 292,27	€ 3 518 286,66	€ 3 571 060,96
TOTALE IMPOSTE	**€ 3 314 874,21**	**€ 3 364 597,32**	**€ 3 415 066,28**	**€ 3 466 292,27**	**€ 3 518 286,66**	**€ 3 571 060,96**
UTILE NETTO	**€ 7 734 706,48**	**€ 7 850 727,08**	**€ 7 968 487,98**	**€ 8 088 015,30**	**€ 8 209 335,53**	**€ 8 332 475,57**

Evoluzione flussi di cassa cumulati

EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	**MARGINE OPERATIVO LORDO**	**UTILE ANTE IMPOSTE**	**UTILE NETTO**	**FLUSSO DI CASSA CUMULATO**
0			-€ 11 500 000,00	
1	-€ 4 942 234,34	-€ 6 128 512,11	-€ 4 289 958,48	-€ 4 289 958,48
2	€ 4 975 771,16	€ 3 873 080,99	€ 2 711 156,69	-€ 1 578 801,78
3	€ 5 007 360,12	€ 3 990 765,17	€ 2 793 535,62	€ 5 504 692,31
4	€ 5 038 131,48	€ 4 110 214,61	€ 2 877 150,23	€ 5 670 685,84
5	€ 5 068 034,24	€ 4 231 455,79	€ 2 962 019,06	€ 5 839 169,28
6	€ 5 097 015,46	€ 4 354 515,60	€ 3 048 160,92	€ 6 010 179,97
7	€ 5 125 020,23	€ 4 479 421,29	€ 3 135 594,91	€ 6 183 755,82
8	€ 5 151 991,55	€ 4 606 200,58	€ 3 224 340,41	€ 6 359 935,31
9	€ 5 177 870,32	€ 4 734 881,55	€ 3 314 417,09	€ 6 538 757,49
10	€ 4 461 171,64	€ 4 124 069,13	€ 2 886 848,39	€ 6 201 265,48
11	€ 5 226 102,75	€ 4 998 063,10	€ 3 498 644,17	€ 6 385 492,56
12	€ 5 248 326,92	€ 5 132 622,01	€ 3 592 835,41	€ 7 091 479,57
13	€ 9 241 730,30	€ 9 241 730,30	€ 6 469 211,21	€ 10 062 046,62
14	€ 9 380 356,26	€ 9 380 356,26	€ 6 566 249,38	€ 13 035 460,59
15	€ 8 779 638,00	€ 8 779 638,00	€ 6 145 746,60	€ 12 711 995,98
16	€ 9 663 877,53	€ 9 663 877,53	€ 6 764 714,27	€ 12 910 460,87
17	€ 9 808 835,69	€ 9 808 835,69	€ 6 866 184,98	€ 13 630 899,25
18	€ 9 955 968,22	€ 9 955 968,22	€ 6 969 177,76	€ 13 835 362,74
19	€ 10 105 307,75	€ 10 105 307,75	€ 7 073 715,42	€ 14 042 893,18
20	€ 10 256 887,36	€ 10 256 887,36	€ 7 179 821,16	€ 14 253 536,58
21	€ 10 410 740,67	€ 10 410 740,67	€ 7 287 518,47	€ 14 467 339,63
22	€ 10 566 901,78	€ 10 566 901,78	€ 7 396 831,25	€ 14 684 349,72
23	€ 10 725 405,31	€ 10 725 405,31	€ 7 507 783,72	€ 14 904 614,97
24	€ 10 886 286,39	€ 10 886 286,39	€ 7 620 400,47	€ 15 128 184,19
25	€ 11 049 580,69	€ 11 049 580,69	€ 7 734 706,48	€ 15 355 106,95
26	€ 11 215 324,40	€ 11 215 324,40	€ 7 850 727,08	€ 15 585 433,56
27	€ 11 383 554,26	€ 11 383 554,26	€ 7 968 487,98	€ 15 819 215,06
28	€ 11 554 307,58	€ 11 554 307,58	€ 8 088 015,30	€ 16 056 503,29
29	€ 11 727 622,19	€ 11 727 622,19	€ 8 209 335,53	€ 16 297 350,84
30	€ 11 903 536,52	€ 11 903 536,52	€ 8 332 475,57	€ 16 541 811,10
	€ 239 250 422,43	**€ 231 122 638,63**	**€ 161 785 847,04**	

12. 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.

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:

1. consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
2. fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
3. valore di producibilità annua di un impianto eolico, di circa 144 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**	**Fonte dati**
Carbone	0,355 kg/kWh	*Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98*
Petrolio	0,230 kg/kWh	*ENEL*
Gasolio	0,220 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	94,0730	0,590	0,39000
Petrolio	101,000	0,000	0,00000
Gasolio	77,149	0,220	0,14118
Gas naturale	55,820	0,250	0,00038
Olio combustibile	78,000	0,200	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**	**Unità di misura**
Carbone	511 200	[t/anno]
Petrolio	331 200	[t/anno]
Gasolio	316 800	[t/anno]
Gas Naturale	403 200	[mc/anno]
Olio Combustibile	318 240	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 25 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti:

Combustibile	Consumo evitato	Unità di misura
Carbone	12 780 000	[t]
Petrolio	8 280 000	[t]
Gasolio	7 920 000	[t]
Gas Naturale	10 080 000	[mc]
Olio Combustibile	7 956 000	[t]

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	Fatt. di emiss. CO_2	Fatt. di emiss. SO_2	Fatt. di emiss. NO_x	Consumo	PCI	Emiss. CO_2	Emiss. SO_2	Emiss. NO_x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(t/anno)	(MJ/kg)	(t/anno)	(t/anno)	(t/anno)
Carbone	94,073	0,590	0,3900	511 200	31,40	1 510 029,69	9 470,49	6 260,16
Petrolio	101,000	0,000	0,0000	331 200	41,80	1 398 260,16	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,220	0,1412	316 800	42,60	1 041 178,22	2 969,05	1 905,32
Gas naturale	55,820	0,250	0,0004	403 200	36,10	812 489,13	3 638,88	5,53
Olio combustibile	78,000	0,200	0,9268	318 240	41,00	1 017 731,52	2 609,57	12 093,13

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

Combustibile	Emiss. CO_2	Emiss. SO_2	Emiss. NO_x
	(tonn)	(tonn)	(tonn)
Carbone	37 750 742,32	236 762,28	156 503,88
Petrolio	34 956 504,00	0,00	0,00
Gasolio	26 029 455,41	74 226,24	47 633,00
Gas naturale	20 312 228,16	90 972,00	138,28
Olio combustibile	25 443 288,00	65 239,20	302 328,24

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 su file a schema apparentemente casuale 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.