

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE EOLICA
"SAN PANCRAZIO TORREVECCHIA" DI POTENZA PARI A 34,50 MW

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNE di SAN PANCRAZIO SALENTINO
Località: Masserie Corte Finocchio, Torre Vecchia e Campone
OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI: San Pancrazio S. (BR) Erchie (BR) ed Avetrana (TA)

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU H4QPRN5

Tav.:	Titolo:
R35	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE SINTESI NON TECNICA

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
N.A.	A4	H4QPRN5_StudioFattibilitaAmbientale_35

Progettazione:	Committente:
<p>STC S.r.l.</p>  <p>Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce Tel. +39 0832 1798355 studiocalcarella@gmail.com - fabio.calcarella@gmail.com Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA</p> 	<p>TOZZIgreen</p> <p>Via Brigata Ebraica, 50 - 48123 Mezzano (RA) Tel. +39 0544 525311 - Fax +39 0544 525319 pec: tozzi.re@legalmail.it - www.tozziholding.com</p>

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
16 febbraio 2018	Prima emissione	STC S.r.l.	FC	TOZZI GREEN S.p.a.

Sommario

1.	LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	2
2.	MOTIVAZIONE DELL'OPERA	11
3.	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE.....	12
1.	Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia.....	12
2.	Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico	13
3.	Alternativa localizzativa	14
4.	CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO.....	15
4.	Principali caratteristiche tecniche del progetto	15
5.	Aerogeneratori	15
6.	Fondazioni	16
7.	Trincee ed elettrodotti	17
8.	Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE).....	17
9.	Strade e piste.....	18
10.	Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori (piazze)	18
11.	Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento.....	18
12.	Esercizio e funzionamento dell'impianto	19
13.	Utilizzazione delle risorse naturali	20
14.	Dismissione dell'impianto	20
5.	ANALISI DEGLI IMPATTI.....	21
15.	Individuazione degli impatti – Fase di Scoping.....	21
16.	Atmosfera.....	24
17.	Radiazioni non ionizzanti	28
18.	Acque superficiali e sotterranee	30
19.	Suolo e sottosuolo	32
20.	Rumore	35
21.	Flora e vegetazione	45
22.	Fauna e avifauna	50
23.	Ecosistema	55
24.	Impatto visivo.....	56
25.	Conclusioni sull'analisi degli impatti	75
6.	ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI.....	82

1. LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Scopo del progetto è la realizzazione di un “Parco Eolico” per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (vento) e l’immissione, attraverso una opportuna connessione, dell’energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale.

Il parco prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio di altezza 132 m, di n. 10 aerogeneratori con potenza unitaria di 3,45 MW e potenza complessiva di 34,5 MW. Gli aerogeneratori avranno rotore tripala del diametro di 136 m.

Il Parco Eolico è denominato “San Pancrazio Torrevecchia”.

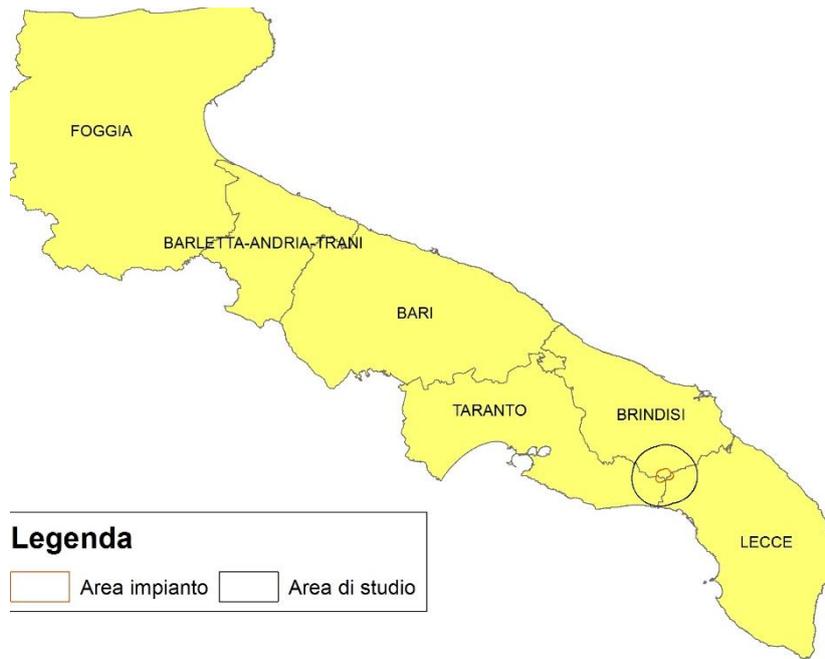
Il Parco Eolico propriamente detto (plinti di fondazione, piste di nuova realizzazione, cavidotti interrati fra gli aerogeneratori) interesserà un’area agricola ricadente nel Comune di San Pancrazio Salentino, nella parte sud-orientale della provincia di Brindisi al confine con le province di Lecce e Taranto, a 11 km circa dalla costa ionica.

E’ previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA Erchie (in agro di Erchie), nei pressi della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica (SSE) di trasformazione e consegna. Il cavidotto in media tensione a 30 kV di connessione tra aerogeneratori e tra Parco Eolico e SSE sarà interrato, avrà una lunghezza complessiva di 15 km circa ed interesserà i territori comunali di San Pancrazio Salentino (BR), Avetrana (TA) e Erchie (BR). Il collegamento elettrico tra SSE utente e SE TERNA Erchie sarà realizzato con cavo AT interrato a 150 kV di lunghezza pari a 55 m circa.

La realizzazione dell’intervento è prevista in un’area della parte sud-occidentale della Provincia di Brindisi al confine con le province di Lecce e Taranto. Le posizioni di tutti i dieci aerogeneratori sono nel territorio comunale di San Pancrazio Salentino in un’area con destinazione d’uso agricola. Rispetto all’area di impianto gli abitati più vicini sono:

- 1,5 km a nord-est San Pancrazio Salentino (Zona Ind.le) – BR;
- 2,4 km a nord-est San Pancrazio Salentino (Centro abitato) – BR
- 4,5 km a nord-ovest Erchie (BR);
- 4,5 km a sud-ovest Avetrana (TA);
- 9,7 km a sud località Punta Prosciutto nel Comune di Porto Cesareo (LE);
- 10,5 km a ovest Manduria (TA);
- 11 km a est Guagnano (LE).

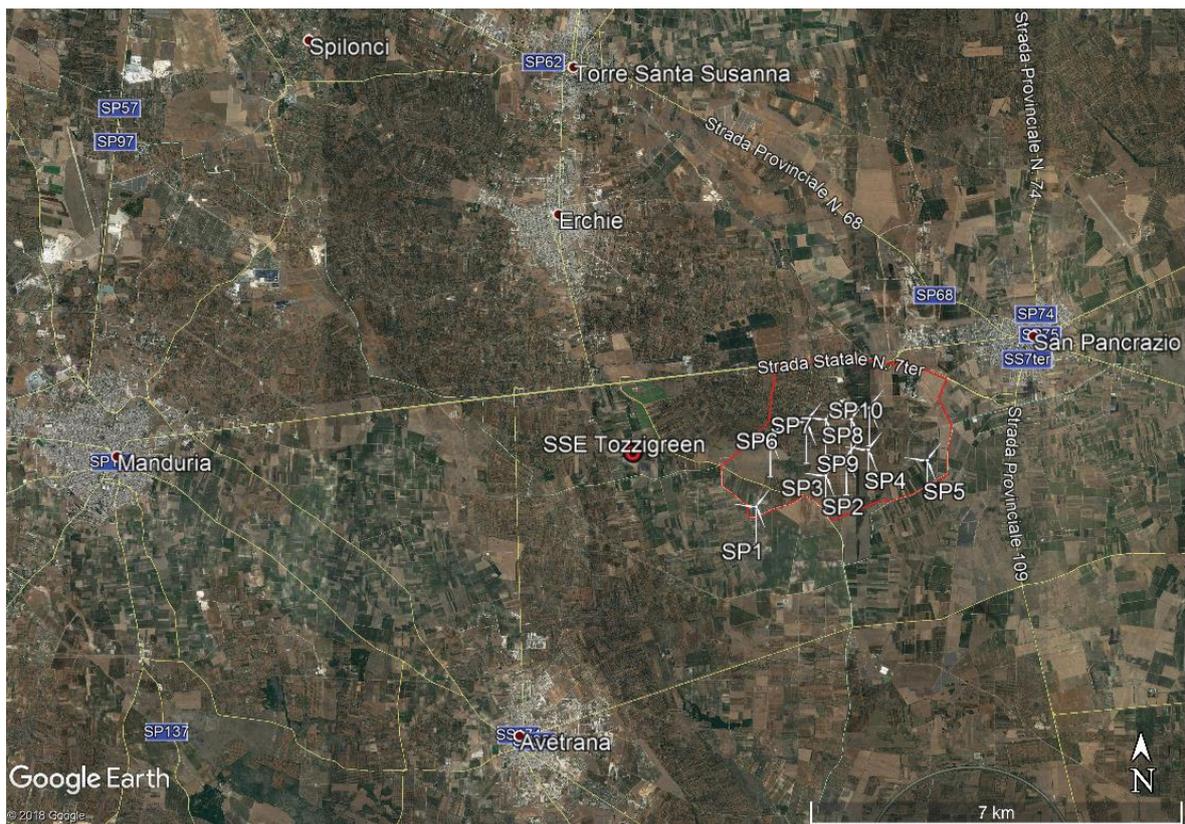
Nello Studio Di Impatto Ambientale è individuata un’*Area Ristretta o di Intervento* (intorno di 1,5-2 km dagli aerogeneratori) e un’*Area di Studio o di Interesse* (involuppo di 10 km dagli aerogeneratori). Infine l’*Area Vasta* si estende sino a 20 km dall’impianto. Gli effetti della realizzazione dell’impianto eolico si manifestano di fatto nell’*Area Ristretta* e nell’*Area di Interesse*.



Localizzazione dell'Area di impianto su scala Regionale al limite delle tre province di Brindisi, Taranto e Lecce



Inquadramento dell'impianto eolico con Area Ristretta e Area di Intervento



Area di intervento



Lay-out impianto eolico con cavidotto

Area di Intervento. L'Area di Intervento propriamente detta (intorno di 1,5-2 km dagli aerogeneratori) è delimitata:

- a nord dalla SS7 ter;
- a ovest dal confine comunale San Pancrazio (BR) / Erchie (BR)
- a sud dal confine comunale e provinciale San Pancrazio / Avetrana, da un tratto della SP 144, da un tratto della SP 65, dal confine comunale e provinciale San Pancrazio (BR) / Salice Sal.no (LE)
- a est dal confine comunale e provinciale San Pancrazio (BR) / Salice Sal.no (LE) e dal confine comunale e provinciale San Pancrazio (BR) / Guagnano (LE).

A nord degli aerogeneratori n. 9 e n. 10 di progetto, ad una distanza di circa 300 m, una cava attiva.

Le masserie più vicine sono:

- Masseria Tre Torri 650 m a ovest dell'aerogeneratore n. 6 di progetto
- Masseria Torre Vecchia 1 km a nord-est dell'aerogeneratore n. 10 di progetto;
- Masseria Morogine 650 m a nord dell'aerogeneratore n. 5 di progetto.

La distanza dall'edificio rurale abitato più vicino è di circa 500 m.

La distanza minima da strade provinciali e nazionali è di almeno 300 m.

Nel vicino Comune di Erchie è presente un Parco Eolico già in esercizio, costituito da 15 aerogeneratori di potenza pari a 2 MW ciascuno installati su torri tubolari in acciaio di altezza pari a 80 m, e aventi rotore con diametro di 90 m. La distanza minima tra aerogeneratori in progetto e aerogeneratori in esercizio è di circa 2,5 km.

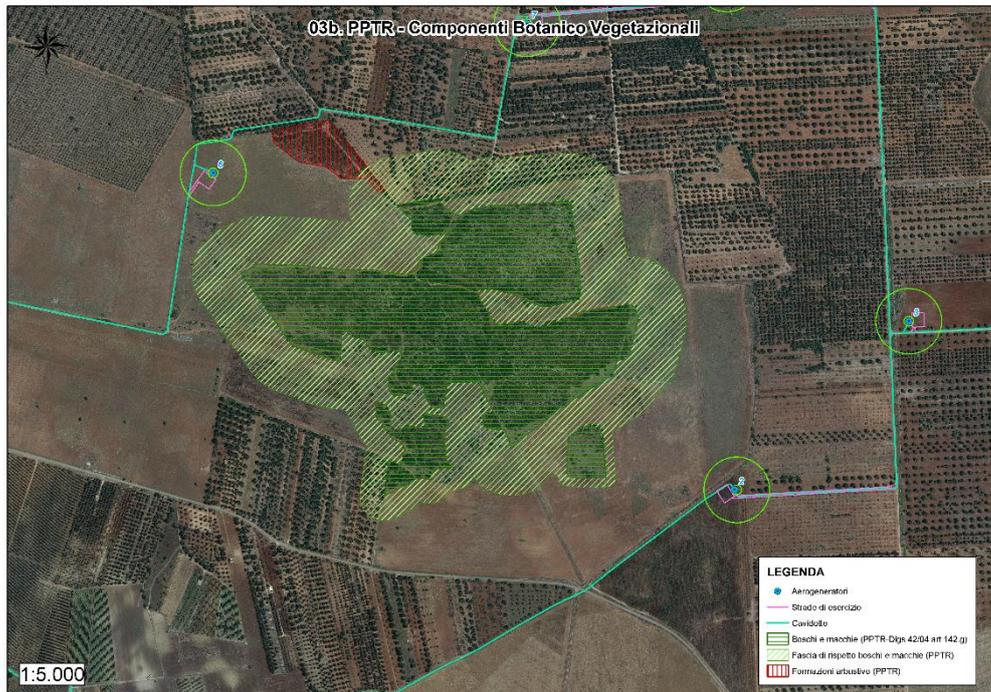
L'Area di Intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti ed aree a seminativo separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco. L'area è pertanto tipicamente agricola ed è frutto di una antropizzazione ormai secolare che ha di fatto eliminato quasi del tutto le aree di naturalità, ormai relittuali e rappresentate da limitate zone a macchia o bosco. All'interno dell'area di intervento (in prossimità dell'aerogeneratore 6 di progetto) una di queste zone a macchia di tipo relittuale, caratterizzata da una vegetazione molto bassa di tipo pseudo steppico. L'area a macchia non è comunque interessata direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti.

E' necessario l'espianto di tre ulivi per la realizzazione di una strada di cantiere per il trasporto dei componenti di impianto. Terminati i trasporti gli ulivi saranno reimpiantati, con opportune tecniche gronomiche nelle posizioni originarie.



Macchia steppica contigua all'area di impianto

Da un punto di vista morfologico si tratta di un'area sub pianeggiante compresa tra i rialti delle Murge Salentine a nord ovest e le Murge Salentine ("Serre") a sud est. I rialti distano comunque almeno 15 km dall'area di intervento.



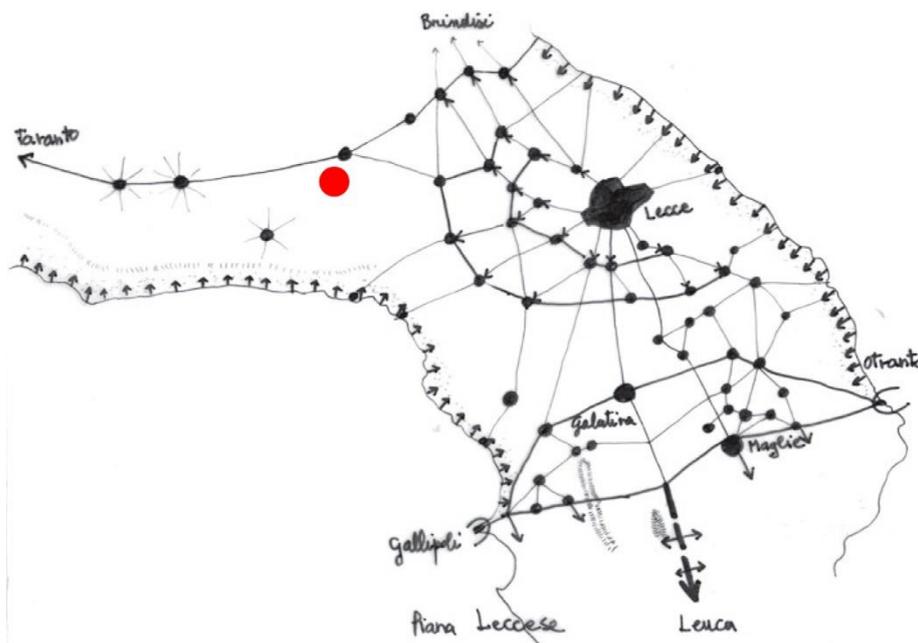
Perimetrazione del PPTR della macchia steppica e relativo buffer

Area di Studio. E' l'area di inviluppo di 10 km dagli aerogeneratori.

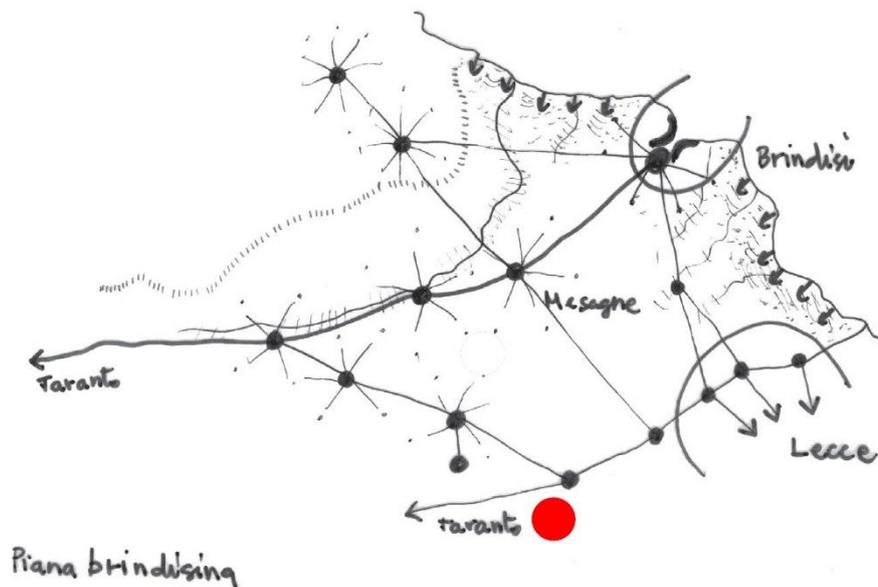
Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) ha individuato nel territorio pugliese 11 Ambiti di Paesaggio ciascuno caratterizzato da proprie peculiarità in primis fisico ambientali e poi storico culturali. In alcuni di questi Ambiti sono state individuate delle Unità Minime di Paesaggio o Figure Territoriali, in pratica dei sotto ambiti, che individuano aree con caratteristiche omogenee da un punto di vista geomorfologico.

Il PPTR fa rientrare l'area di intervento *nell'Ambito Paesaggistico del Tavoliere Salentino – Figura Territoriale Terra dell'Arneo*, al confine con *l'Ambito della Campagna Brindisina*. Di fatto le peculiarità paesaggistiche sono appunto quelle del *Tavoliere Salentino*.

L'area in studio rientra nel territorio agrario delimitato a nord – est dai centri di seconda corona di Lecce e a sud-ovest dal mare Ionio, in cui al paesaggio del vigneto e dell'oliveto si alternano aree brulle sporadicamente interessate da zone a macchia mediterranea. La Via Salentina da Nardò ad Avetrana divide tale area agricola con l'area costiera che si caratterizza per aree di naturalità (in gran parte protette) intervallate con zone urbane tipiche di un processo di dispersione insediativa fatto di seconde case e insediamenti turistici. Il fenomeno della dispersione insediativa rimane un fenomeno tipicamente costiero ed in misura minore per urbano, poco interessando le aree agricole



Prima e Seconda Corona di Lecce con individuazione Area di Intervento (pallino rosso)



La Via Salentina a nord dell'Area di Intervento (pallino rosso) nella direzione NO-SE da Taranto verso il Capo di Santa Maria di Leuca

L'Area caratterizzata da una bassa altitudine (50-70 m s.l.m. nelle aree più interne), che ha favorito l'elevata antropizzazione agricola del territorio tranne che per il sistema frammentato di aree di naturalità costituito da area a macchia, piccoli boschi. Solo lungo la costa troviamo aree naturali più estese (zone umide, macchie e boschi), peraltro anche queste interrotte da numerosi insediamenti urbani sia compatti che diffusi. Residuali punti di naturalità li ritroviamo anche lungo i muretti a secco ove spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa. Le aree protette sono:

- area protetta regionale *Palude del Conte e duna costiera* (L.R. 5/2006) a 6,7 km
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002) a 8,6 km
- area marina protetta statale e SIC IT9150028 *Porto Cesareo* a 11,4 km
- SIC IT9130001 *Torre Colimena* a 6,7 km
- SIC IT9150027 *Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto* a 6,7 km

Aldilà delle limitate aree di naturalità il paesaggio è prettamente agricolo. Vigneti che si alternano ad oliveti ed in misura minore ad aree a seminativo, aree una volta coltivate a tabacco o barbabietola da zucchero e non convertite in uliveti e vigneti. Le aree con diverso utilizzo agricolo sono spesso separate tra loro dai muretti a secco a costituire il tipico "mosaico" della campagna salentina. L'area è anche caratterizzata dai vigneti di eccellenza in cui sono coltivati alcuni vitigni utilizzati per la produzione di vini DOC e IGT (Negroamaro, Salice Salentino, Primitivo). Come detto gli aerogeneratori e le infrastrutture di impianto non interessano aree coltivate a vigneto.

L'assetto geologico della Terra di Arneo non si discosta dal resto della Penisola Salentina un substrato calcareo mesozoico su cui giacciono in trasgressione le unità di più recente deposizione (calcareni mioceniche e i sedimenti calcarenitici, argillosi e sabbiosi pliocenici e pleistocenici).

La rete idrografica superficiale è piuttosto modesta come in tutto il Salento ed è costituita da bacini endoreici, lame e gravine. Le aste fluviali propriamente dette sono rare, unico esempio il Canale dell'Asso, caratterizzato da un bacino di alimentazione di circa 200 kmq e avente come recapito finale un inghiottitoi carsico (Vora Colucci) ubicato a nord di Nardò. Solchi erosivi ben evidenti si trovano lungo la costa e l'immediato entroterra in corrispondenza delle aree più acclivi (Santa Caterina e Santa Maria al Bagno nel territorio comunale di Nardò). Ad ogni modo le acque meteoriche raramente recapitano in mare, di solito terminano bruscamente in corrispondenza di aree depresse e inghiottitoi carsici. Alla modesta rete idrografica superficiale corrisponde nel sottosuolo una complessa rete ipogea che alimenta una ricca falda acquifera.

I fenomeni carsici hanno generato, come in tutto il Salento, numerose forme caratteristiche quali doline, vore inghiottitoi e grotte, solchi, campi carreggiati e pietraie. In corrispondenza della costa l'incontro della falda satura con l'acqua marina ha generato particolari morfologie attribuibili al carsismo costiero quali cavità e voragini.

La rete idrografica dell'area di studio ha uno sviluppo modesto. Un tratto di cavidotto interrato tra l'aerogeneratore n. 4 e 5 di progetto intersecherà un canale di origine artificiale, utilizzato per drenare le acque superficiali ad un inghiottitoio a nord-est dell'area di impianto. Trattasi di un canale endoreico con alveo costituito da substrato terroso. Allo scopo di non interferire con le funzionalità del canale e con la vegetazione presente lungo di esso il tratto di cavidotto sarà realizzato con la tecnica della TOC. Tale scelta progettuale annulla del tutto l'interferenza.

Infine da un punto di vista paesaggistico è molto importante descrivere l'andamento del plano-altimetrico del territorio in un intorno (20 km) dell'area di intervento. L'impianto eolico in progetto è ubicato ad una quota di campagna compresa tra 55 e 63 m s.l.m. e l'andamento plano-altimetrico del territorio circostante, rispetto alla posizione dell'impianto eolico in progetto, si presenta come di seguito descritto.

- a sud-est verso la provincia di Lecce degrada leggermente fino ad una quota di circa 40 m s.l.m. sino ad una distanza di 20 km dal parco eolico in progetto;
- a sud e a sud-ovest degrada lentamente verso il mare, con un terrazzamento che giunge sino ad una distanza di circa 2 km dalla costa alla quota di circa 30 m s.l.m., per poi formare un gradino fino al mare, che di fatto costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa; si rileva la presenza di due piccole alture, il Monte della Marina di Avetrana e la Masseria Monteruga, ultime propaggini a Sud delle Murge Tarantine, che costituiscono posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità;
- a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;
- a nord-ovest nella direzione dell'abitato di Oria cresce sino ad una quota di 160 m s.l.m. (16 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
- a nord si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 10-12 km, per poi aumentare a partire dal cordone dunare ad Est di Oria, sino a circa 100 m s.l.m e quindi mantenere la stessa quota;
- a nord-est si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 20 km.

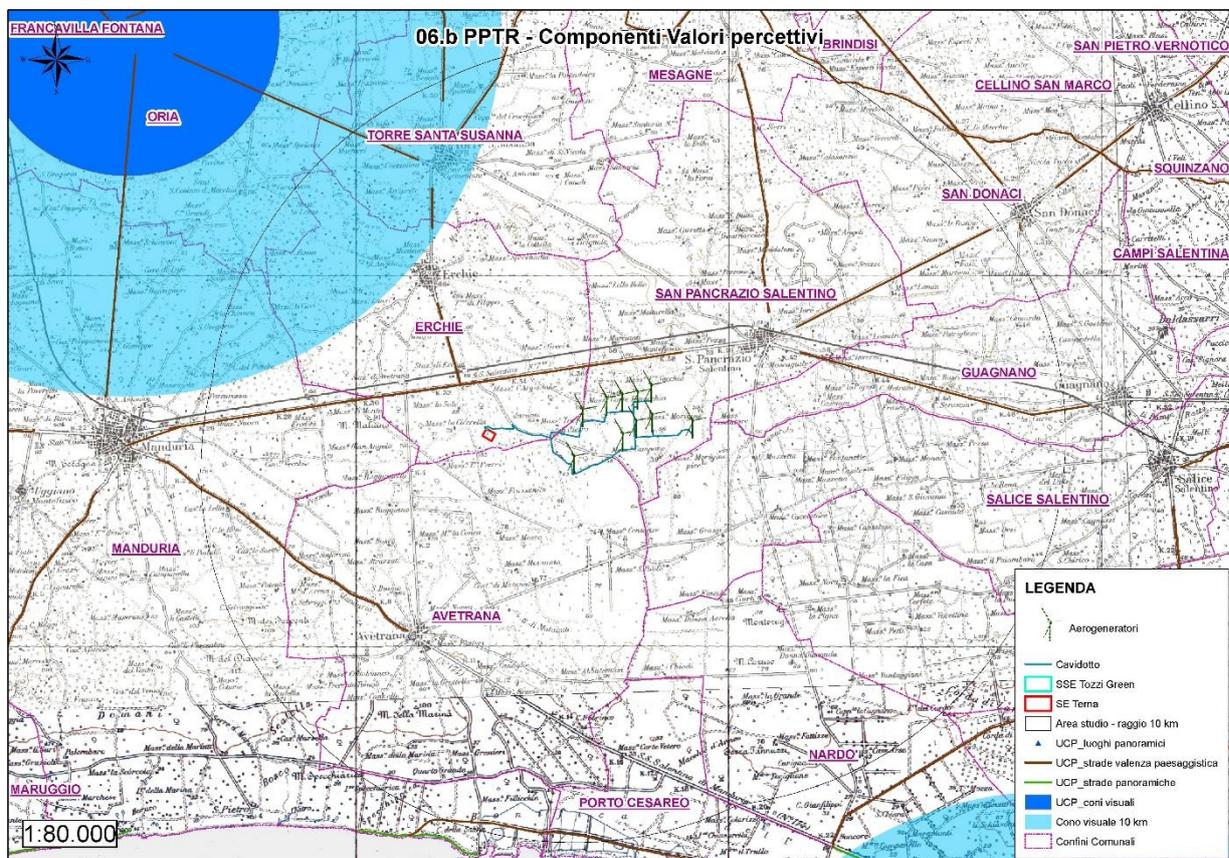
In pratica possiamo affermare che:

Nel quadrante che va da Nord-Est a Sud-Ovest, in senso orario, per un intorno di circa 20

km dall'impianto l'area si presenta pressoché pianeggiante senza significative variazioni altimetriche, fatta eccezione per le due citate alture; la costa dista circa 10 km nel punto più vicino in direzione Sud;

Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce per poi mantenersi alla stessa quota. Ciò implica di fatto che l'impianto è visibile sino ai punti più alti in quota (ubicati ad una distanza da 10 ad oltre 15 km) per poi non essere più fisicamente visibile perché l'area di impianto ed ad una quota troppo bassa. In pratica è come se ci si trovasse su una terrazza in cui l'area circostante (più bassa) è visibile solo se ci si porta al limite della terrazza stessa.

In questa area di 20 km intorno all'area di intervento il PPTR individua un solo *punto panoramico*, ovvero il centro storico di Oria, ubicato a circa 16 km dal parco eolico in progetto. Intorno a tale punto panoramico è definita un'area di vincolo circolare con raggio di 10 km (cono visivo).



Cono visivo di Oria e posizione dell'impianto eolico

2. MOTIVAZIONE DELL'OPERA

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali l'eolico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile.
- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco eolico nella fase di esercizio.
- Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia e di ultima generazione, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa vento presente nell'area, così da rendere produttivo l'investimento.

Osserviamo ancora in merito alle motivazioni della soluzione progettuale prescelta, che l'utilizzo di aerogeneratori di grossa taglia permette di ottenere una maggiore quantità di energia con un numero ridotto di aerogeneratori e che l'efficienza produttiva aumenta proporzionalmente alla taglia dell'aerogeneratore.

Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia, con rotori di grosse dimensioni (136 m di diametro), permettono di ottenere un'elevata efficienza produttiva anche con regimi anemometrici medi, quali quelli dell'area d'intervento.

Gli aerogeneratori di progetto, in relazione alle condizioni anemologiche e anemometriche rilevate, si stima possano produrre (in media, per singolo aerogeneratore) almeno 10,4 GWh/anno, e quindi avere complessivamente una produzione di 104 GWh/anno per l'intero parco eolico. Per avere un'idea del quantitativo di energia prodotta essa corrisponde al fabbisogno medio annuo di 38.500 famiglie composte da 4 persone.

Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa vento presente nell'area a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

3. ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE

1. *Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia*

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico viene valutata la realizzazione di un campo eolico della medesima potenza complessiva mediante aerogeneratori di taglia minore rispetto a quella di progetto.

In linea generale, dal punto di vista delle dimensioni, gli aerogeneratori si possono suddividere nelle seguenti taglie:

- macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200-1.000 kW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;
- macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.000-4.000 kW, diametro del rotore superiore a 80 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 150 m.

Per quanto riguarda la piccola taglia, tali macchine hanno un campo applicativo efficace soprattutto nell'alimentazione delle utenze remote, singolarmente o abbinate ad altri sistemi (fotovoltaico e diesel). Si tratta di impianti di scarsa efficienza, anche in considerazione della loro modesta altezza, e che producono una significativa occupazione di suolo per Watt prodotto. Per ottenere la potenza installata equivalente si dovrebbe fare ricorso a circa 100 macchine di piccola taglia, con un'ampissima superficie occupata, impatti notevoli, anche sul paesaggio, dovendo essere diffusi su ampie superfici, e scarsa economicità. Nel caso in oggetto, si è pertanto ritenuto utile effettuare un confronto con impianti di media taglia.

Supponendo di utilizzare macchine con potenza di 800 kW, che costituisce una tipica taglia commerciale per aerogeneratori di taglia media, verifichiamo innanzi tutto che se ne dovrebbero installare 44 anziché 10 per poter raggiungere la potenza prevista di progetto (34,5 MW). Le principali differenze tra i due tipi di progetto sono di seguito riportate.

- Utilizzando macchine di media taglia, a parità di potenza complessiva installata, l'energia prodotta sarebbe comunque minore, poiché queste macchine hanno una efficienza sicuramente inferiore alle macchine di grande taglia. Con molta probabilità l'investimento potrebbe non essere remunerativo;
- L'utilizzo del territorio aumenta sia per la realizzazione delle piazzole sia per la realizzazione delle piste di accesso agli aerogeneratori, con conseguenti maggiori disturbi su flora, fauna, consumo di terreno agricolo, impatto su elementi caratteristici del paesaggio agrario (muretti a secco);
- Il numero maggiore di aerogeneratori sicuramente comporta la possibilità di coinvolgere un numero maggiore di ricettori sensibili al rumore prodotto dalla rotazione delle pale degli aerogeneratori;
- Trattandosi di un'area pianeggiante la disposizione sarebbe a cluster con aerogeneratori più vicini poiché dotati di rotori più piccoli. Potrebbe pertanto verificarsi un maggiore impatto visivo prodotto dal cosiddetto effetto selva. Sottolineiamo inoltre che gli aerogeneratori di media taglia hanno comunque altezze considerevoli (60 metri circa) e rotori con diametri non trascurabili (50-60 m). A causa delle dimensioni pertanto, producono anch'essi un impatto visivo non trascurabile;

- La realizzazione di un numero maggiore di aerogeneratori produce maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di utilizzare aerogeneratori di media taglia invece di quelli di grossa taglia, previsti in progetto, diminuisce la produzione di energia (a parità di potenza installata) e sostanzialmente aumenta gli impatti.

2. Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico

Un'altra alternativa tecnologica potrebbe essere quella di realizzare un impianto fotovoltaico.

Di seguito le principali differenze rispetto alla realizzazione dell'impianto eolico proposto in progetto.

- A parità di potenza installata (34,5 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 104 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 52 GWh/anno. In termini di costo i due impianti sostanzialmente si equivalgono.
- L'impianto fotovoltaico con potenza di 34,5 MW, occuperebbe una superficie di circa 56 ettari.

Queste invece le principali differenze in termini di impatto ambientale.

Impatto visivo. L'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico è di gran lunga maggiore, sebbene un impianto fotovoltaico di estensione pari a 56 ha, produce sicuramente un impatto visivo non trascurabile almeno nell'area ristretta limitrofa all'impianto.

Impatto su flora, fauna ed ecosistema. Come vedremo nel presente studio, l'impatto prodotto dall'impianto eolico in progetto su flora, fauna ed ecosistema è basso e reversibile. L'impatto prodotto dall'impianto fotovoltaico che come detto occuperebbe un'area di almeno 56 ettari è sicuramente non trascurabile. Inoltre l'utilizzazione di un'area così vasta per un periodo di tempo medio (superiore a 20 anni), potrebbe provocare dei danni su flora, fauna ma soprattutto sull'ecosistema reversibili in un periodo di tempo più lungo, rispetto a quelli prodotti da un eolico.

Uso del suolo. L'occupazione territoriale complessiva dell'impianto eolico in fase di esercizio è di circa 2,06 ettari, contro i 56 ettari previsti per l'eventuale installazione dell'impianto fotovoltaico.

Rumore. L'impatto prodotto dal parco eolico sarebbe non trascurabile anche se ovviamente reversibile, mentre praticamente trascurabile quello prodotto dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Impatto elettromagnetico. Per l'impianto eolico l'impatto è trascurabile, per quello fotovoltaico è anche trascurabile, anche se di maggiore entità nelle aree immediatamente limitrofe al perimetro dell'impianto.

In definitiva possiamo concludere che:

- A parità di potenza installata l'impianto eolico produce il doppio con un costo praticamente uguale a quello dell'impianto fotovoltaico;
- L'impianto eolico produce un impatto visivo e paesaggistico non trascurabile, ma sicuramente reversibile al momento dello smantellamento dell'impianto;
- L'impianto fotovoltaico, avendo una estensione notevole, rischia di produrre un impatto su flora fauna ed ecosistema non reversibile o reversibile in un tempo

medio lungo, dopo lo smantellamento dell'impianto.

Per quanto sopra esposto si ritiene meno impattante ed economicamente più vantaggioso realizzare l'impianto eolico.

3. *Alternativa localizzativa*

Per quanto attiene all'area in cui è localizzato l'impianto osserviamo che esso presenta le seguenti caratteristiche:

- 1) E' lontano dalla costa (11 km circa)
- 2) Gli aerogeneratori distano almeno 500 m da edifici rurali abitati
- 3) L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico
- 4) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR
- 5) Ai sensi di quanto riportato nella tavola 3.2.7.b dell'Elaborato 5.10 Schede degli Ambiti Paesaggistici – Tavoliere Salentino l'area di progetto ricade in una zona classificabile di valenza ecologica “bassa/nulla” o al più “medio/bassa”.
- 6) L'area presenta caratteristiche anemologiche idonee alla realizzazione dell'impianto
- 7) Gli aerogeneratori sono sufficientemente lontani (almeno 300 m) da strade statali e provinciali
- 8) L'area dista solo due chilometri da una importante infrastruttura elettrica (SE TERNA di Erchie), ove è possibile collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Riteniamo evidente che difficilmente possono essere trovate aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

4. CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO

4. *Principali caratteristiche tecniche del progetto*

Il progetto prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio, di 10 aerogeneratori della potenza di 3,45 MW, per una potenza totale di 34,5 MW. L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale AT.

Nella tabella seguente sono riportati sinteticamente i principali dati di progetto.

Caratteristiche delle opere in Progetto

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Aerogeneratore	Pnom = 3,45 MW – diametro rotore 136 m
Torre	Tubolare –altezza 132 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro max = 20 m – Altezza max 3,5 m
PRINCIPALI CARATTERISTICHE AREA DI INTERVENTO	
Morfologia	Pianeggiante
Utilizzo del suolo	Agricolo
ATE A o B ai sensi del PUTT	No
ZPS	No
SIC	No
Zona ripopolamento e cattura	No
Biotopi	No
PRINCIPALI CARATTERISTICHE IMPIANTO EOLICO	
N° torri eoliche	10
Potenza nominale complessiva	34,5 MW
Occupazione territoriale plinti di fondazione	(20x20) mq x n. 10 torri = 0,4 ha
Occupazione territoriale piazzole	(50x30) mq x n. 10 torri = 1,75 ha*
Occupazione territoriale strade di progetto	3,1 ha
Vita utile impianto	Un impianto eolico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni..

* Questa area sarà in parte (50% circa) ripristinata a fine lavori, con rimozione dello strato di inerti, e successivo apporto di terreno vegetale

Per quanto concerne la produzione ci si aspetta una produzione pari a circa 3.015 ore equivalenti anno, in pratica con la potenza installata di 34,5 MW, ci si aspetta una produzione annua totale per l'intero parco eolico di oltre 104 GWh/anno.

5. *Aerogeneratori*

Le turbine installate saranno montate su torri tubolari di altezza della base del mozzo pari a 132 m, con rotori a 3 pale aventi diametro di 136 m. In relazione all'altezza del centro rotore, le pale in fase di rotazione raggiungeranno un'altezza massima di 200 m.

La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore saranno bianche e non riflettenti. Le pale dei 10 aerogeneratori saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna. Gli stessi aerogeneratori saranno dotati di segnali luminosi in sommità per la segnalazione notturna.

Il posizionamento degli aerogeneratori sarà tale da evitare il cosiddetto effetto selva ovvero un "affollamento" di turbine sul territorio interessato. A tale scopo gli aerogeneratori posti su una stessa fila (perpendicolare alla direzione prevalente del vento) saranno posti ad una distanza minima superiore a 410 m, ovvero superiore a 3 volte il diametro del rotore (136x3= 408m), mentre gli aerogeneratori su file diversi saranno posti ad una distanza superiore a 680 m, ovvero

superiore o uguale a 5 volte il diametro del rotore

Le distanze minime degli aerogeneratori da strade provinciali, abitazioni rurali e centri abitati saranno ampiamente maggiori ai valori della gittata di elementi rotanti in caso di rottura accidentale, che è stata calcolata essere di 278 m.

Nella seguente tabella sono riportate le coordinate geografiche dei punti di installazione degli aerogeneratori. UTM WGS84 Fuso 33.

Aerogeneratore	Coordinate WGS84		
	X	Y	Z
1	735788	4474550	62,71
2	737098	4475152	57,75
3	737458	4475502	56,80
4	737883	4475674	55,21
5	738969	4475502	58,55
6	736022	4475810	60,15
7	736670	4476120	61,8
8	737083	4476213	61,5
9	737495	4476285	61,93
10	737861	4476468	59,39

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

Ciascuna torre eolica, in acciaio e con pale in materiale composito non conduttore, sarà dotata di un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche.

6. Fondazioni

Gli scavi per le fondazioni delle torri saranno a sezione ampia a forma di circonferenza con diametro di circa 20 m, forma tronco conica con altezza massima di 3,5 m circa. Le fondazioni saranno progettate sulla base di puntuali indagini geotecniche per ciascuna torre, saranno realizzate in c.a., con la definizione di una armatura in ferro che terrà conto di carichi e sollecitazioni in riferimento al sistema fondazione suolo ed al regime di vento misurato sul sito. La progettazione strutturale esecutiva sarà riferita ai plinti di fondazione del complesso torre tubolare – aerogeneratore. Il metodo di calcolo sarà quello degli Stati Limite, con analisi sismica, la cui accelerazione di calcolo sarà quella relativa alla zona, in cui ricade l'intervento, secondo l'attuale classificazione sismica del territorio nazionale

Indagini geologiche saranno effettuate puntualmente in corrispondenza dei punti in cui verrà realizzato il plinto di fondazione, permetteranno di definire:

- la successione stratigrafica con prelievo di campioni fino a 30 m di profondità;
- la natura degli strati rocciosi (compatti o fratturati);
- la presenza di “vuoti” colmi di materiale incoerente.

In definitiva, sulla base della tipologia di terreno e dell'esperienza di fondazioni simili, ci si aspetta di avere fondazioni profonde (con pali), con pianta circolare e forma tronco – conica, aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:

- diametro massimo 20 m;
- altezza massima 3,5 m circa;
- completamente interrata, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa 0,1 m;
- volume complessivo 720 mc circa.
- Pali di fondazione n. 10 per plinto
- Pali di fondazione diametro 1 200 mm
- Pali di fondazione lunghezza massima 27 m

7. *Trincee ed elettrodotti*

Le linee MT interne al parco eolico, di connessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la SSE, saranno realizzate con cavi direttamente interrati. La posa interrata avverrà ad una profondità di 1,2 m. L'utilizzo di cavi tipo airbag con doppia guaina in materiali termoplastici (PE e PVC) ne migliora notevolmente la resistenza meccanica allo schiacciamento rendendoli equivalenti, a cavi armati, e consentendo, quindi, la posa interrata senza utilizzo di ulteriore protezione meccanica.

Gli scavi saranno effettuati usando mezzi meccanici ed evitando scoscendimenti, franamenti ed in modo tale che le acque di ruscellamento non si riversino negli scavi.

Il percorso dei cavidotti correrà, quasi totalmente, su strade esistenti o su quelle di nuova realizzazione, in modo tale da ridurre al minimo l'impatto dovuto all'occupazione di suolo. Inoltre, il percorso dei cavidotti sarà segnalato in superficie da appositi cartelli.

Le linee in cavo a 30 kV permetteranno di convogliare l'energia prodotta dagli aerogeneratori alla Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE), dove avverrà l'innalzamento di tensione 30/150 kV e la cessione alla Rete di Trasmissione Nazionale,

La connessione tra la SSE di proprietà Tozzigreen S.p.a e la SE TERNA di Erchie avverrà con linea in cavo interrata AT 150kV, della lunghezza di circa 55 m circa.

8. *Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)*

La sottostazione, si prevede, sarà realizzata in prossimità della stazione elettrica denominata SE TERNA Erchie e sarà ad essa connessa in antenna tramite linea in cavo AT a 150 kV. La sottostazione sarà realizzata nell'ambito di un'area opportunamente attrezzata, recintata e con accesso da strada privata, su cui la società proponente ha servitù di passaggio. L'area di sottostazione occuperà una superficie di circa 1.050 mq, salvo diverse richieste di Terna S.p.A. e, come detto, sarà completamente recintata. L'area recintata in realtà sarà più ampia e racchiuderà un'area di circa 2.515 mq. La restante area recintata, come richiesto da TERNA S.p.a., sarà a disposizione per un eventuale altro produttore che condividerà lo stesso stallo con la Società proponente. L'accesso all'area avverrà, tramite porta pedonale e cancello scorrevole carrabile, per assicurare un rapido accesso agli impianti.

Il fabbricato, adibito a locali tecnici all'interno della sottostazione elettrica, sarà composto da:

- un locale misure;
- un locale MT;

- un locale BT;
- un locale produttore aerogeneratori o locale SCADA.

Il gruppo elettrogeno, invece, sarà installato in apposito alloggio esterno, con copertura in lamiera.

La SSE sarà dotata di un apposito impianto di terra che servirà, fra l'altro, a collegare le masse di tutte le apparecchiature.

9. Strade e piste

La viabilità esistente nell'area di intervento, sufficientemente sviluppata, sarà integrata con la realizzazione di piste necessarie al raggiungimento dei singoli aerogeneratori, sia nella fase di cantiere sia in quella di esercizio dell'impianto.

Prima dell'inizio dell'installazione degli aerogeneratori saranno tracciate le piste necessarie al movimento dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, pale meccaniche) oltre che dei mezzi utilizzati per il trasporto delle navicelle con gli aerogeneratori, le pale dei rotori ed i tronchi tubolari delle torri. Tali piste di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza massima pari a 6 m e raggio interno di curvatura di 45 m e dovranno permettere il passaggio di veicoli con carico massimo per asse di 12,5 t ed un peso totale di circa 100 t. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione all'interno dell'area di intervento sarà di 4.000 m circa, e comunque sarà ridotto al minimo indispensabile. Per raggiungere le torri saranno utilizzate, per quanto possibile, strade già esistenti, come si evince dagli elaborati grafici di progetto. Le strade avranno pendenze ed inclinazioni laterali trascurabili. Il manto stradale dovrà essere piano, e sarà realizzato con materiale di origine naturale inerti provenienti dagli scavi dei plinti di fondazione o da cave di prestito.

10. Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori (piazzole)

Intorno a ciascuna torre sarà realizzato un piazzale per il lavoro delle gru, durante la fase di costruzione delle torri stesse. In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola con funzione di servizio. Tali piazzole saranno utilizzate nel corso dei lavori per il posizionamento delle gru necessarie all'assemblaggio ed alla posa in opera delle strutture degli aerogeneratori. L'area interessata, delle dimensioni di metri 30 di larghezza e metri 50 di lunghezza, dovrà essere tale da sopportare un carico di 200 ton, con un massimo unitario di 185 kN/m². La pendenza massima non potrà superare lo 0,25%. La superficie terminale dovrà garantire la planarità per la messa in opera delle gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche. Anche queste piazzole saranno realizzate con materiale inerte di origine naturale proveniente dagli scavi dei plinti degli aerogeneratori o da cave di prestito.

Per la fase di esercizio dell'impianto si prevede di mantenere una porzione della piazzola, delle dimensioni di 25x30 m; sulla restante superficie si procederà alle operazioni di ripristino ambientale.

11. Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento

Per la realizzazione del Progetto saranno impiegati i seguenti mezzi d'opera:

- automezzi speciali fino a lunghezze di 70 m, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore;

- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- n°2 autogru: quella principale, con capacità di sollevamento di almeno 500 t e lunghezza del braccio di 140 m, e quella ausiliaria, con capacità di sollevamento di 160 t, necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.

Nella fase di cantiere il numero di mezzi impiegati sarà il seguente:

- circa sei mezzi speciali a settimana per il trasporto dei tronchi delle torri, della navicella, delle pale del rotore;
- alcune decine di autobetoniere al giorno per la realizzazione dei plinti di fondazione;
- alcuni mezzi, di dimensioni minori, al giorno, per il trasporto di attrezzature e maestranze.

Le gru stazioneranno in cantiere per tutto il tempo necessario ad erigere le torri e ad installare gli aerogeneratori.

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo. Il trasporto degli aerogeneratori nell'area di installazione avverrà con l'ausilio di mezzi eccezionali provenienti dal porto di Taranto o dal porto di Brindisi.

12. Esercizio e funzionamento dell'impianto

L'impianto funzionerà in determinate condizioni di vento ovvero quando la velocità del vento sarà superiore a 3 m/s. Al momento dell'entrata in funzione, gli aerogeneratori si disporranno in modo tale da avere il rotore controvento. Il comando di avviamento dell'impianto sarà gestito telematicamente e sarà dato solo dopo l'acquisizione di dati relativi alle condizioni atmosferiche, velocità e direzione del vento.

Il funzionamento dell'impianto sarà gestito da sistemi di controllo della velocità e del passo, parametri che interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico. Con bassa velocità del vento e a carico parziale, il generatore eolico opererà a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile. A potenza nominale e ad alte velocità del vento, il sistema di controllo del rotore agirà sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante.

Il sistema di controllo costituirà anche il sistema di sicurezza primario. Nell'ipotesi in cui la velocità del vento superi i 25 m/s gli aerogeneratori si arresteranno automaticamente ed il rotore si disporrà nella stessa direzione del vento in modo tale da offrire la minore opposizione possibile.

Nella navicella dell'aerogeneratore, sarà installato un trasformatore, affinché l'energia a 30 kV venga convogliata, tramite una linea in cavo, alla base della torre. L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Sottostazione di Trasformazione per essere immessa (dopo innalzamento di tensione a 150 kV) nella rete elettrica nazionale, tramite linea AT. L'energia prodotta dalla centrale eolica verrà consegnata alla rete elettrica nazionale mediante la suddetta Sottostazione di Trasformazione MT/AT, attraverso una connessione in antenna da realizzarsi su stallo dedicato nella SE Terna di Erchie.

13. Utilizzazione delle risorse naturali

Il processo di produzione di energia elettrica dal vento è per definizione “pulito”, ovvero privo di emissioni nocive nell’ambiente. L’unica risorsa necessaria al funzionamento del parco eolico, oltre ovviamente al vento, è l’occupazione territoriale. In particolare, il Progetto richiederà l’occupazione territoriale, durante la fase di costruzione, per strade (bianche di nuova realizzazione), aree di movimentazione gru (in prossimità delle torri) ed area principale di cantiere di circa 5 ha. Durante la fase di esercizio l’area occupata si ridurrà a circa 2 ha.

In tutte le aree non direttamente interessate dall’installazione dell’impianto si potranno mantenere le normali attività agricole (uliveti, seminativi, aree incolte utilizzate per il pascolo).

14. Dismissione dell’impianto

Lo smantellamento dell’impianto avverrà dopo 20 anni di esercizio. I costi di dismissione saranno garantiti da una fidejussione bancaria a favore del Comune in conformità a quanto prescritto dalla D.G.R. 3029 del 30 dicembre 2010. La polizza fideiussoria avrà un valore non inferiore a 50 €/kW di potenza elettrica prodotta.

Lo smantellamento dell’impianto prevede:

- lo smontaggio delle torri, delle navicelle e dei rotor, con il recupero del materiale (per il riciclaggio dell’acciaio);
- l’allontanamento dal sito, per il recupero o per il trasporto a rifiuto, di tutti i componenti dell’impianto;
- l’annegamento della struttura in calcestruzzo sotto il profilo del suolo per almeno 1 m, con la demolizione parziale dei plinti di fondazione, il trasporto a rifiuto del materiale rinvenente dalla demolizione e la copertura con terra vegetale di tutte le cavità createsi con lo smantellamento dei plinti;
- il ripristino dello stato dei luoghi, con particolare riferimento alle piste realizzate per la costruzione ed esercizio dell’impianto;
- la rimozione completa delle linee elettriche interrato e conferimento agli impianti di recupero e trattamento secondo la normativa vigente;
- il rispetto dell’obbligo di comunicazione a tutti gli Enti interessati, della dismissione o sostituzione di ciascun aerogeneratore.

5. ANALISI DEGLI IMPATTI

15. Individuazione degli impatti – Fase di Scoping

La fase di analisi preliminare, altrimenti chiamata Fase di Scoping, antecedente alla stima degli impatti, è la fase che permette di selezionare, tra tutte le componenti ambientali, quelle potenzialmente interferite dalla realizzazione del Progetto.

L'identificazione dei tali componenti è stata sviluppata, contestualizzando lo studio del Progetto allo specifico sito in esame:

- esame dell'intero spettro delle componenti ambientali e delle azioni di progetto in grado di generare impatto, garantendo che questi siano considerati esaustivamente;
- identificazione degli impatti potenziali significativi, che necessitano pertanto analisi di dettaglio;
- identificazione degli impatti che possono essere considerati trascurabili e pertanto non ulteriormente esaminati

Dall'analisi del Progetto sono emerse le seguenti tipologie di azioni di progetto in grado di generare impatto sulle diverse componenti ambientali, sintetizzate nella seguente Tabella, distinguendo l'ambito degli aerogeneratori da quello delle opere connesse.

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Aerogeneratori	<ul style="list-style-type: none">• allestimento delle aree di lavoro• esercizio delle aree di lavoro• scavo fondazioni• edificazione fondazioni• installazione aerogeneratori• ripristini ambientali	<ul style="list-style-type: none">• presenza fisica degli aerogeneratori• operatività degli aerogeneratori• operazioni di manutenzione	smantellamento aerogeneratori ripristino dello stato dei luoghi assenza dell'impianto
Opere connesse	<ul style="list-style-type: none">• creazione vie di transito e strade• scavo e posa cavidotto• realizzazione sottostazione e interconnessione alla rete elettrica• ripristini ambientali	<ul style="list-style-type: none">• presenza fisica del cavidotto e della sottostazione elettrica• operatività del cavidotto e della sottostazione elettrica• presenza fisica delle strade e delle vie di accesso• operatività delle strade e delle vie di accesso	smantellamento strade, cavidotto e sottostazione ripristino dello stato dei luoghi assenza strade, cavidotto e sottostazione

In sintesi, i risultati della fase di scoping, che, si ricorda, è una fase preliminare con l'unica finalità di definire le componenti potenzialmente interferite da un progetto sono di seguito elencati.

Atmosfera. Impatto potenziale **trascurabile** sulla qualità dell'aria durante le fasi di costruzione e di dismissione delle opere in progetto (aerogeneratori ed opere accessorie). L'impatto come detto trascurabile sarà dovuto essenzialmente all'aumento della circolazione di automezzi e mezzi con motori diesel durante la fase di costruzione e ripristino. Inoltre abbiamo un

impatto potenziale **positivo** in fase di esercizio, in quanto l'utilizzo della fonte eolica per la produzione di energia elettrica non comporta emissioni di inquinanti in atmosfera e contribuisce alla riduzione globale dei gas serra e **non trascurabile** per le variazioni locali apportate ai campi aerodinamici.

Radiazioni non ionizzanti. Impatti potenziali relativi alla generazione di campi elettromagnetici indotti dall'esercizio degli aerogeneratori (impatto potenziale **trascurabile**), dall'operatività della sottostazione elettrica (impatto potenziale **non trascurabile**) e dall'operatività dei cavidotti (impatto potenziale **non trascurabile**). L'impatto è completamente reversibile.

Acque superficiali. Impatti potenziali **trascurabili** sulla qualità delle acque superficiali sia durante le operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade, cavidotti, sottostazione elettrica), sia in fase di dismissione per il ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e per lo smantellamento di tutte le opere accessorie. Impatti potenziali **trascurabili** sulla risorsa idrica per l'utilizzo di acqua durante le operazioni di costruzione e di ripristino.

Acque sotterranee. **Nessun impatto potenziale** sulla qualità delle acque sotterranee nella fase di costruzione (operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse), nella fase di esercizio e nella fase di dismissione (ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e smantellamento delle opere accessorie).

Suolo e sottosuolo. Potenziali impatti non trascurabili durante la fase di costruzione ed esercizio a causa dell'allestimento dell'area di cantiere e dello scavo delle fondazioni e in relazione alla realizzazione delle strade di accesso ai siti, sia dal punto di vista della qualità del suolo/sottosuolo sia in termini di interferenza con la risorsa suolo. L'impatto è reversibile: con le operazioni di ripristino ambientale a fine cantiere si ha una notevole riduzione delle aree occupate dall'impianto. A fine vita utile dell'impianto (20 anni), sarà possibile ripristinare le aree e riportarle in breve tempo nelle condizioni originarie. E' necessario l'espianto di tre ulivi giovani (che non hanno caratteristiche di monumentalità), che a fine cantiere saranno reimpiantati nelle posizioni originarie.

Rumore e Vibrazioni. Potenziali impatti **non trascurabili** per la componente rumore durante la fase di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade e cavidotti) e durante il funzionamento degli aerogeneratori. Saranno sviluppate le analisi relative. Trascurabili invece gli effetti attesi sulla componente vibrazioni. L'impatto è completamente **reversibile**.

Vegetazione, fauna, ecosistemi. Si prevedono impatti potenziali **non trascurabili** in fase di costruzione (allestimento aree di cantiere e realizzazione vie di accesso e transito) per le componenti vegetazione ed ecosistemi. Interferenze **non trascurabili** sono attese in fase di esercizio per l'avifauna a causa della presenza e del funzionamento degli aerogeneratori. **Trascurabili** gli effetti sulla fauna terrestre nelle fasi di costruzione e dismissione degli impianti e delle opere connesse. L'impatto è **reversibile**: a seguito degli interventi di recupero ambientale delle aree di cantiere a fine costruzione e a seguito dell'avvenuto smantellamento delle opere con conseguente ripristino dei luoghi a fine vita utile dell'impianto.

Paesaggio e patrimonio storico artistico. Si prevedono impatti potenziali sulla qualità del paesaggio sia nella fase di costruzione degli aerogeneratori, della sottostazione elettrica e delle vie di accesso (impatto potenziale trascurabile) sia nella fase di esercizio, a causa della presenza fisica degli aerogeneratori stessi (impatto potenziale non trascurabile). Effetti potenziali sono attesi anche nella fase di costruzione in relazione all'interferenza delle aree di cantiere con i beni architettonici e/o archeologici presenti nel territorio. L'impatto è comunque **reversibile** in seguito allo smantellamento degli aerogeneratori, delle strade e della sottostazione elettrica con il conseguente ripristino dei luoghi a fine vita utile dell'impianto.

Sistema antropico. Potenziale impatto trascurabile sul sistema dei trasporti e sulle attività antropiche locali (attività agricola, ricezione turistica) durante la fase di costruzione degli impianti e delle opere connesse e nel corso delle attività di dismissione delle opere. Impatti potenziali trascurabili sulla salute pubblica in relazione alla generazione di campi elettromagnetici e di rumore. Impatti potenziali positivi dal punto di vista occupazionale sia per la fase di costruzione che per quella di dismissione degli impianti.

In base alle risultanze della analisi preliminare della significatività degli impatti potenziali, la definizione delle componenti e la valutazione degli impatti stessi ha seguito un approccio più qualitativo nel caso delle componenti interferite in modo trascurabile ed un'analisi maggiormente dettagliata nel caso delle componenti che subiscono impatti potenziali riconosciuti come non trascurabili.

Pertanto, per le componenti **Acque superficiali, Acque sotterranee e Sistema antropico** il presente Studio non fornisce alcuna stima quantitativa degli impatti e si limitandosi ad una descrizione qualitativa dello stato delle componenti durante la costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Per le componenti **Atmosfera, Radiazioni non ionizzanti, Suolo e sottosuolo, Rumore e vibrazioni, Vegetazione, Fauna, ecosistemi e Paesaggio e patrimonio storico-artistico**, lo Studio ha invece analizzato nel dettaglio lo stato delle componenti ambientali e ha valutato l'impatto secondo la metodologia descritta nei paragrafi seguenti.

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti è determinata seguendo il seguente schema: che permetterà poi di redigere per ciascuno di esso la "matrice di impatto":

1. Definizione dei limiti spaziali di impatto
2. Analisi dell'impatto
3. Ordine di grandezza e complessità o semplicemente "*magnitudine*"
4. Durata dell'impatto
5. Probabilità di impatto o sua distribuzione temporale
6. Reversibilità dell'impatto

Infine sono state analizzate le misure attuate per mitigare l'impatto.

16. Atmosfera

In **fase di costruzione** gli impatti potenziali previsti saranno legati alle attività di costruzione degli aerogeneratori e delle opere annesse ed in particolare alle attività che prevedono scavi e riporti per la costruzione delle trincee per la posa dei cavidotti, per la costruzione delle strade, per la costruzione delle fondazioni degli aerogeneratori e per l'allestimento delle aree di cantiere nei pressi di ciascun aerogeneratore. Le attività elencate comporteranno movimentazione di terreno e pertanto l'immissione in atmosfera di polveri e degli inquinanti contenuti nei gas di scarico dei mezzi d'opera.

Inoltre, in fase di costruzione si verificherà un limitato impatto sul traffico dovuto alla circolazione dei mezzi speciali per il trasporto dei componenti degli aerogeneratori, dei mezzi per il trasporto di attrezzature e maestranze e delle betoniere.

Entrambi questi fattori di impatto saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti unicamente al livello dell'Area Ristretta.

In **fase di esercizio** gli impatti potenziali previsti saranno i seguenti:

- impatto positivo sulla qualità dell'aria a livello globale dovuto alle mancate emissioni di inquinanti in atmosfera grazie all'impiego di una fonte di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica;
- impatto trascurabile o nullo a livello locale sulla qualità dell'aria dovuto alla saltuaria presenza di mezzi per le attività di manutenzione dell'impianto;
- impatto a livello locale sui campi aerodinamici dovuto al movimento rotatorio delle pale.

Impatto positivo sulla qualità dell'aria

La produzione di energia elettrica da combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e gas con effetto serra. Tra questi il più rilevante è l'anidride carbonica. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile

- CO₂ (anidride carbonica): 1.000 g/kWh;
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO₂ (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

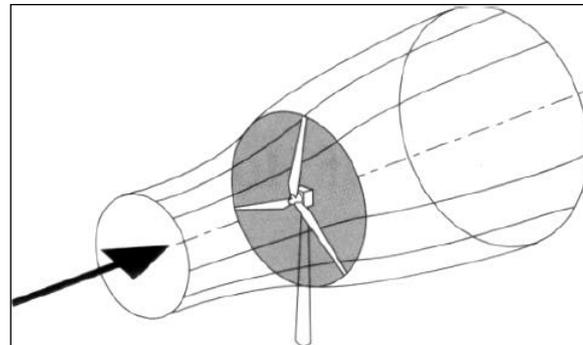
Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa 104 milioni di kWh annui, possa **evitare l'emissione di circa 104 milioni di kg di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di 145,6 kg di SO₂ e 197,6 kg di NO₂ ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

Impatto a livello locale sui campi aerodinamici

Una turbina eolica è un dispositivo per estrarre energia cinetica dal vento che cedendo una parte della propria energia cinetica perde velocità.

Questa perdita di energia e quindi di velocità interessa solo la massa d'aria che attraversa il disco del rotore.

Assumendo che la massa d'aria che riduce la propria velocità rimanga completamente separata da quella che non passa attraverso il disco del rotore, si può immaginare di disegnare una superficie, prima e dopo il rotore, che assume la forma di un tubo di flusso (Vedi figura) all'interno del quale in qualsiasi sezione la massa d'aria è la stessa.



Tubo di flusso prodotto da un rotore

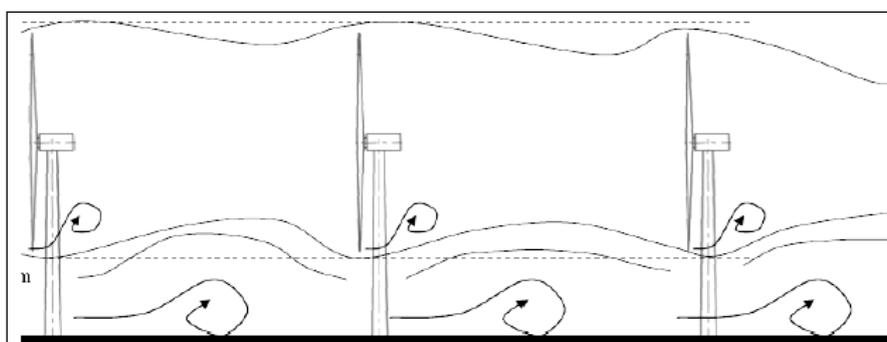
Di conseguenza quando l'aria all'interno del tubo di flusso subisce una variazione di velocità, poiché non viene compressa, si ha una espansione del tubo di flusso (nella direzione perpendicolare al moto) per compensare il movimento più lento della massa d'aria.

A valle del rotore la massa d'aria all'interno del tubo di flusso continua il suo moto con velocità ridotta. Questa regione del tubo di flusso è detta scia: la sezione del tubo di flusso nella scia è maggiore della sezione del tubo di flusso a monte del rotore.

La diminuzione di velocità della massa d'aria all'interno del tubo di flusso, nel passaggio attraverso il rotore genera anche una diminuzione della sua pressione statica. Ad una certa distanza dal rotore gli effetti di questo si annullano e la pressione statica si riporta al livello della pressione atmosferica.

Tali variazioni della pressione statica potrebbero avere degli effetti indiretti sull'avifauna e sulla navigazione aerea: gli uccelli, così come gli aeromobili, potrebbero subire delle deviazioni non controllate della propria direzione di volo.

In termini pratici, in considerazione del raggio del rotore degli aerogeneratori (136 m) e dell'altezza a cui è installato (132 m), la regione interessata dalla turbolenza è quella sotto indicata, parte da un'altezza sul suolo di $(136 - 176,8/2) = 47,6$ m ed arriva ad un'altezza di $(136 + 176,8/2) = 224,4$ m dal suolo.



Turbolenza prodotta dagli aerogeneratori e normale turbolenza prodotta sul terreno

Quindi è possibile affermare che nella parte bassa la turbolenza prodotta dall'aerogeneratore è concentrata alla periferia del rotore sino ad una distanza di circa 25 m

dall'estremità dalle pale.

Nel caso oggetto di studio poiché il territorio si presenta pianeggiante, tale turbolenza non manifesta i suoi effetti sul suolo, dove permane esclusivamente la normale turbolenza generata dalle masse d'aria mosse dal vento che incontrano il terreno con le sue asperità.

Per quanto riguarda la distanza alla quale la perturbazione prodotta dal rotore l'effetto scia si manifesta ad una distanza di 5 volte il diametro del rotore (680 m circa).

Pertanto la regione di spazio in cui il flusso dell'aria sarà perturbato dalla presenza degli aerogeneratori, parte da un'altezza di circa 48 m sul livello del suolo, si estende sino ad un'altezza di 225 m sempre sul livello del suolo, interessando un'area sino ad una distanza di 680 m dagli aerogeneratori.

Riguardo gli impatti sull'avifauna è possibile affermare quanto segue:

- gli spostamenti degli uccelli migratori avvengono ad altezze maggiori di quelle interessate dagli effetti della turbolenza come vedremo nello studio su fauna ed avifauna (a cui si rimanda) è potenzialmente possibile che ci siano disturbi su alcune specie avifaunistiche;
- considerata la bassa velocità di rotazione delle pale (da 5,6 a 15,3 giri al minuto), gli effetti della perturbazione del campo aerodinamico prodotta sono trascurabili già a poche decine di metri dall'aerogeneratore.

Per quanto concerne i disturbi alla navigazione aerea prodotti dalla perturbazione del campo aerodinamico degli aerogeneratori, questi possono essere trascurabili dal momento che:

- la perturbazione del campo aerodinamico interessa una regione dello spazio di altezza massima di circa 225 m, quota di solito non interessata dalle rotte aeree;
- l'aeroporto di Brindisi dista oltre 30 km dall'area di impianto e comunque l'impianto eolico in progetto interessa un'area posta al di fuori dell'area di vincolo aereo determinata dalla presenza dall'aeroporto stesso;
- saranno richieste alle autorità civili (ENAC, ENAV) e militari (Aeronautica Militare) di controllo del volo aereo autorizzazioni specifiche;
- tutte le torri con gli aerogeneratori saranno segnalate con segnali luminosi installati nel punto più alto.

Per quanto riguarda l'eventuale impatto della perturbazione del campo aerodinamico sugli abitanti delle aree interessate è possibile escludere che questo si verifichi dal momento che gli edifici presenti nei dintorni del sito di progetto hanno un'altezza massima non superiore a 10 m, e comunque l'edificio abitato più vicino è posto ad una distanza di circa 500 m.

In ogni caso l'impatto per l'avifauna, la navigazione aerea e gli abitanti può essere considerato nullo all'esterno del volume di un cilindro il cui centro è costituito dal centro rotore dell'aerogeneratore e così definito: base posta a quota 48 m sul livello del suolo, diametro di base 177 m, per cui il volume occupato raggiunge la quota di 225 m sul livello del suolo, per una lunghezza dietro il rotore in movimento di 680 m.

L'impatto potenziale è pertanto limitato nello spazio ed è inoltre limitato al tempo di funzionamento degli aerogeneratori stimato in circa 3000 ore all'anno e alla durata della fase di esercizio dell'impianto nel suo complesso pari a 20 anni e quindi si tratta di un impatto reversibile.

Inoltre, l'impatto potenziale sarà contrastato da opportune misure di mitigazione quali:

- idoneo distanziamento fra le torri eoliche;

- segnalazione luminosa degli aerogeneratori;
- comunicazione alle autorità militari e civili demandate al controllo della navigazione aerea.

In **fase di dismissione** gli impatti saranno connessi alle attività di demolizione parziale dei plinti delle fondazioni degli aerogeneratori, di rimozione degli aerogeneratori, di smantellamento delle sottostazioni elettriche e dei cavidotti e ripristino dei luoghi. In particolare, essi saranno legati alle attività che prevedono movimentazione di terreno e che pertanto comportano l'immissione di polveri in atmosfera oltre all'immissione degli inquinanti contenuti nei gas di scarico dei mezzi d'opera.

Tali impatti potenziali previsti saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti a livello locale.

Inoltre in fase di dismissione si verificherà un impatto potenziale trascurabile, locale e reversibile dovuto alla circolazione dei mezzi per il trasporto dei materiali generati dallo smantellamento dell'impianto e delle opere connesse: componenti degli aerogeneratori, inerti provenienti dalla parziale demolizione dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, cavi, materiale proveniente dallo smantellamento delle sottostazioni elettriche.

In fase di dismissione dell'impianto si verificherà inoltre un impatto positivo sulle caratteristiche dei campi aerodinamici in quanto non sussisterà più l'impatto dovuto al movimento delle pale degli aerogeneratori sopra descritto.

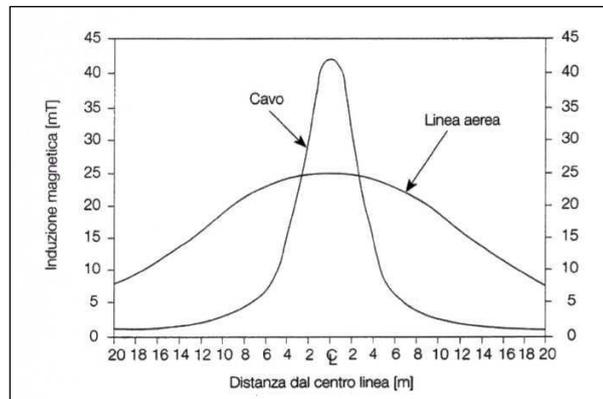
17. Radiazioni non ionizzanti

La **fase di costruzione** e la **fase di dismissione** dell'impianto non daranno origine ad alcun impatto sulla componente. Analizziamo pertanto la **fase di esercizio**.

L'impatto elettromagnetico indotto dall'impianto eolico oggetto di studio può essere determinato da:

- 1) Linee MT in cavidotti interrati;
- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della SE Terna ERCHIE;
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla SE Terna ERCHIE.

Il campo magnetico, per caratteristiche geometriche, a parità di corrente, presenta valori di picco superiori in corrispondenza dell'asse dei cavi ed una riduzione più rapida ad un suo allentamento come illustrato in figura.



Induzione magnetica per linea aerea e cavo interrato

Il DPCM 8 luglio 2003, decreto attuativo della Legge 36/2001, pone pari a $10 \mu\text{T}$, un limite di esposizione a campi elettromagnetici indotti a basse frequenze per tempi superiori a 4 ore. Inoltre pone quale limite di qualità del campo di induzione magnetica (B) un valore pari a $3 \mu\text{T}$. Ciò in pratica significa che se in una area il campo di induzione magnetica è inferiore a $3 \mu\text{T}$, gli effetti indotti sulla salute umana sono praticamente nulli.

Per quanto concerne i cavi MT (cavidotti interrati per il collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra aerogeneratori e sottostazione elettrica) ad una distanza di 2,8 m dal cavo il valore dell'induzione magnetica raggiunge il valore di qualità ($B=3 \mu\text{T}$). Ora in considerazione che i cavi sono interrati ad una profondità di 1,2 m, gli effetti del campo magnetico diventano irrilevanti superata una fascia di circa 2,8 m dall'asse di posa dei cavi stessi. Le aree in cui avviene la posa dei cavi sono agricole, e la posa dei cavi avviene di solito al di sotto di strade esistenti (interpoderali, comunali e l'attraversamento di una strada provinciale), aree dove ovviamente non è prevista la permanenza stabile di persone per oltre 4 ore e/o la costruzione di edifici. Possiamo pertanto concludere che l'impatto elettromagnetico indotto dai cavi MT è praticamente nullo.

Ulteriori sorgenti di campi elettromagnetici sono costituite dalla sottostazione elettrica la quale sorgerà in prossimità della SE TERNA di Erchie già in esercizio e la linea sempre in cavo interrato AT, di lunghezza pari a circa 55 m, per il collegamento elettrico tra SSE e la SE TERNA.

All'interno della SSE elettrica il campo elettromagnetico di maggiore rilevanza è quello prodotto dalle tre sbarre AT, che sono parallele tra loro ed installate ad una distanza di 2,2 m l'una dall'altra, ad un'altezza di 4,5 m circa dal piano campagna.

Applicando le formule indicate nella norma CEI 106-11, avremo che la distanza di prima

approssimazione (DPA) ovvero la distanza a cui il campo di induzione magnetica raggiunge il valore di qualità di $3 \mu\text{T}$, è pari a 6,2 m circa. Ora dal momento che la distanza minima, misurata in pianta, delle sbarre AT dal perimetro della SSE è di 9 m, è evidente che gli effetti negativi sulla salute umana indotti dal campo elettromagnetico restano confinati all'interno dell'area della sottostazione elettrica. D'altra parte la SSE è ovviamente un'area non presidiata, accessibile solo a personale addestrato, per periodi di tempo limitati e non continuativi.

Per quanto concerne la linea AT in cavo interrato di collegamento SSE – SE TERNA Erchie (lunghezza 55 m), la corrente massima che attraversa questa linea è, pari a 147,72 A, valore di corrente corrispondente del funzionamento a pieno regime di tutto il Parco Eolico..

Con riferimento alla “Linea guida ENEL per l'applicazione del § 5.1.3 dell'allegato al DM 29.05.08” nella scheda A14 (semplice terna di cavi AT disposti in piano – serie 132/150 kV) nel caso specifico per sezione totale dei cavi di 1.600 mmq, si riporta una DPA (ovvero una distanza dalla linea oltre la quale l'induzione magnetica è $<3 \mu\text{T}$) pari a 5,10 metri. Si fa presente, però, che tale valore è calcolato considerando una corrente che attraversa i cavi pari a 1.110 A, nel caso del presente impianto eolico, come già calcolato sopra, la corrente che attraverserà il cavo AT (pari a quella che attraversa le sbarre AT) avrà un valore di 147,72 A, pertanto la DPA sarà sicuramente inferiore a quella calcolata nella scheda presa come riferimento.

Ricordiamo che la DPA. è quella distanza oltre la quale l'induzione elettromagnetica è inferiore a $3 \mu\text{T}$, ossia al cosiddetto limite di qualità. Pertanto, nel nostro caso, in considerazione anche del fatto che il cavo è interrato ad una profondità di 1,8 m l'impatto elettromagnetico è limitato ad una fascia di ampiezza al di sopra del cavo AT interrato, sicuramente non superiore a 5 m. Nell'intorno del cavo l'area come sappiamo è agricola area agricola ove naturalmente non è prevista la realizzazione di edifici in cui ci sia una permanenza di continuativa di persone.

In fase di esercizio, pertanto, il funzionamento dei cavidotti elettrica produrrà campi elettromagnetici di entità modesta ed inferiore ai livelli di qualità previsti dal DPCM 8 luglio 2003. Inoltre i cavidotti saranno installati in gran parte al di sotto di strade secondarie in aree agricole dove non è prevista la presenza di abitazioni, e dove non è prevista la permanenze continuativa di persone.

In base alle suddette considerazioni, tenuto conto delle caratteristiche attuali della componente in esame, si ritiene che l'impatto complessivo del Progetto sarà trascurabile nelle fase di costruzione e dismissione e molto basso nella fase di esercizio.

18. Acque superficiali e sotterranee

Considerata la non significatività degli impatti dovuti al progetto su queste componenti, le acque superficiali e sotterranee, vengono trattate congiuntamente.

La fase di scoping ha infatti identificato unicamente degli impatti trascurabili sulla qualità delle acque superficiali e sotterranee dovute all'allestimento e alla dismissione del cantiere, legati pertanto alle fasi di costruzione e dismissione.

Per la fase di esercizio è prevista la realizzazione di un sistema di raccolta, trattamento e smaltimento delle acque di prima pioggia e meteoriche in SSE. Il trattamento consiste in dissabbiatura e disoleazione e sarà effettuato tramite opportune vasche e filtri. Lo smaltimento avverrà invece, negli strati superficiali del terreno nei pressi della SSE stessa, per dispersione realizzata con la tecnica della sub irrigazione.

Il tratto di cavidotto interrato tra l'aerogeneratore 4 e 5 di progetto interseca un canale di origine artificiale, utilizzato per drenare le acque superficiali ad un inghiottitoio a nord-est dell'area di impianto. Trattasi di un canale endoreico con alveo costituito da substrato terroso. Allo scopo di non interferire con le funzionalità del canale e con la vegetazione presente lungo di esso il tratto di cavidotto sarà realizzato con la tecnica della TOC. La Trivellazione Orizzontale Controllata, avrà una profondità tale da mantenersi almeno 1,5 m al di sotto dell'alveo del canale. Tale scelta progettuale annulla del tutto l'interferenza.

Il percorso del cavidotto interseca una conca censita nella Carta Idro-geomorfologica dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia, trattasi di fatto di una zona leggermente depressa rispetto l'area circostante dove nei periodi di pioggia si accumulano le acque meteoriche. Essa ha una forma allungata ed ha una lunghezza di circa 250 m (così come indicata nelle Carta Idro geomorfologica) ed interessa un tratto di strada interpoderale al di sotto delle quale è prevista la posa del cavidotto tra gli aerogeneratori 1 e 2 di progetto. E' ovvio che la posa di un cavo tripolare alla profondità di 1,2 m rispetto al piano di campagna non genera alcuna modificazione dell'andamento plano altimetrico del terreno. In fase di cantiere si avrà cura di effettuare lo scavo in questo tratto durante giornate asciutte o che non seguono giornate piovose, e comunque di assicurare il naturale deflusso delle acque, posizionando adeguatamente il materiale di risulta rinvenente dagli scavi prima del rinterro. Effettuato il rinterro si avrà cura di ristabilire il naturale andamento plano-altimetrico del terreno.

Anche alcune piste di cantiere sono limitrofe a queste conche senza mai peraltro intersecarle. Negli interventi di realizzazione delle piste di cantiere e delle piazzole verrà garantita la regimazione delle acque meteoriche mediante la verifica della funzionalità idraulica della rete naturale esistente. Ove necessario, si procederà alla realizzazione di fosso di guardia lungo le strade e le piazzole, o di altre opere quali canalizzazioni passanti o altre opere di drenaggio e captazione, nel caso di interferenze con esistenti canali o scoline. In particolare in tre punti (indicati chiaramente nelle cartografie di progetto) saranno realizzate sotto il piano stradale delle canalizzazioni con tubazioni in acciaio (diametro di riferimento 160 mm), per consentire il deflusso verso alcuni punti di naturale accumulo delle acque meteoriche (conche individuate nella carta Idro geomorfologica della AdB). E' evidente che l'interferenza tra strade di cantiere e conche è praticamente nulla. E' bene sottolineare infine che le strade di cantiere sono opere temporanee necessarie alla sola costruzione dell'impianto che hanno durata tipica di 10-12 mesi. Terminata la costruzione saranno smantellate e si avrà cura di ripristinare il naturale andamento morfologico dei terreni. E' evidente che in fase di esercizio le interferenze sono limitate al solo cavidotto che come più volte affermato passa al di sotto di 1,2 m di una strada esistente e pertanto non produce alcuna interferenza ne sulla

conca ne sull'argine.

Inoltre abbiamo verificato che la falda profonda è ubicata ad una profondità di circa 50 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni degli aerogeneratori realizzate in cemento armato hanno una profondità non superiore a 27 m, quindi nessuna interazione è possibile con la falda profonda.

Infine non dimentichiamo che l'impianto eolico non produce alcun tipo di residuo liquido o solido e pertanto non c'è rischio di sversamenti nella falda profonda.

Rimarchiamo a tal proposito che i trasformatori ubicati nelle navicelle degli aerogeneratori sono a secco. Il sistema oleodinamico che gestisce il movimento di alcuni componenti (navicella, pale) è a circuito chiuso e comunque interessa quantità di olio molto limitate.

Il trasformatore MT/AT installato in SSE è posizionato al di sopra di una vasca il cui volume è atto a contenere tutto l'olio del trasformatore in caso di rotture e sversamenti accidentali.

Le attività di manutenzione ordinaria di sostituzione degli oli esausti avverrà secondo precise regole che prevedono il corretto smaltimento degli stessi.

Nel complesso, si può considerare nullo o non significativo l'impatto dovuto alla realizzazione del Progetto sulle componenti in esame.

19. Suolo e sottosuolo

I fattori di impatto in grado di interferire con la componente suolo e sottosuolo, come anticipato nella fase di scoping, sono rappresentati da:

- occupazione di suolo;
- rimozione di suolo.

L'analisi degli impatti dei suddetti fattori ha riguardato i seguenti aspetti:

- le potenziali variazioni delle caratteristiche e dei livelli di qualità del suolo (in termini di alterazione di tessitura e permeabilità e dell'attuale capacità d'uso);
- le potenziali variazioni quantitative del suolo (in termini di sottrazione di risorsa).

In fase di costruzione gli impatti derivano dall'allestimento e dall'esercizio delle aree di cantiere e dallo scavo delle fondazioni degli aerogeneratori, sia sulla qualità del suolo, sia in termini di sottrazione della risorsa.

In particolare, gli impatti potenziali connessi all'alterazione del naturale assetto del profilo pedologico del suolo sono dovuti alla predisposizione delle aree di lavoro ed agli scavi delle fondazioni.

L'estensione delle superfici occupate in fase di cantiere per la realizzazione di ciascun aerogeneratore ammonta a circa $50 \times 30 = 1.500 \text{ m}^2$ per un totale di circa 1,5 ettari per i dieci aerogeneratori.

La superficie occupata da ciascun plinto di fondazione degli aerogeneratori è di circa 315 mq, per un totale di 3.150 mq per dieci aerogeneratori.

Il volume di terreno estratto per la realizzazione del plinto di un singolo aerogeneratore è pari a circa 1.100 m³. In totale (10 aerogeneratori) si prevede un volume complessivo di scavo pari a 11.000 m³ circa. Di questi circa il 30% sarà utilizzato per il rinterro dello stesso plinto una volta che questo viene realizzato. Il restante materiale sarà utilizzato per la costruzione di strade di cantiere e delle piazzole e coprirà circa il 50% del fabbisogno. Il restante 50% proverrà da cave di prestito.

L'occupazione delle strade di cantiere sarà complessivamente pari a circa 31.000 mq.

La SSE elettrica occuperà un'area di circa 1.050 mq.

L'area di cantiere occuperà un'area di 3.500 mq, e sarà anch'essa realizzata con materiale inerte di origine naturale proveniente da cave di prestito. Non ci saranno aree asfaltate.

In definitiva l'occupazione territoriale complessiva in **fase di cantiere** sarà:

Piazzole	15.000 mq
Plinti aerogeneratori	3.150 mq
Strade cantiere	31.000 mq
SSE	1.050 mq
Area cantiere	3.500 mq
TOTALE	53.700 mq

E' previsto l'espianto / reimpianto di tre alberi di ulivo che saranno espantati per consentire la realizzazione della strada necessaria per il passaggio dei mezzi speciali utilizzati per il trasporto dei componenti dell'impianto eolico (tronchi di torre tubolare, pale, navicella, hub). Alberi che, terminati i trasporti saranno reimpiantati, nelle posizioni originarie seguendo opportune

regole agro – tecniche. Trattasi di tre ulivi giovani (età presumibile 5 anni) della varietà Cellina di Nardò da poco piantati per l'infittimento di un oliveto più antico (età presumibile 70-80 anni). Lo stato vegetativo attuale risulta scadente, esse presentano uno stato di essiccamento precoce. Una delle tre piante ha probabilmente cessato lo stato vegetativo. Le piante erbacee spontanee alla base delle piante non sono di particolare pregio né di interesse biologico-vegetazionale, ma si tratta di comuni specie tipiche di ambienti disturbati da pratiche antropiche.



Ulivo 1 da espiantare – reimpiantare (Foto febbraio 2018)

Terminati i lavori:

- sarà effettuato il rinterro dei plinti di fondazione per la parte non occupata dalla fondazione stessa circa 225 mc di materiale calcarenitico + 95 mc di terreno vegetale per la copertura superficiale. Il rinterro avverrà ovviamente con lo stesso materiale rinvenente dallo scavo;
- sarà effettuata l'eliminazione di gran parte delle strade di cantiere, con il trasporto a rifiuto del materiale in eccedenza;
- sarà effettuata la riduzione delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori (da 50x30 m a 25x30 m)
- sarà completamente smantellata l'area di cantiere, rimosso il materiale di origine comunque naturale che la ricopre ed effettuato il ripristino del terreno vegetale
- la porzione superficiale del terreno, temporaneamente accantonata, sarà successivamente utilizzata per il ripristino delle aree di cantiere.

Gran parte dell'impatto sarà pertanto locale ed avrà una durata breve (pari all'esecuzione dei lavori, 8 mesi- 1 anno).

Gli impatti attesi sono legati alla variazione delle locali caratteristiche del suolo, modifica della sua tessitura e dell'originaria permeabilità, per gli effetti della compattazione. Inoltre, è attesa

una perdita di parte della attuale capacità d'uso nelle aree interessate dal progetto, laddove il suolo sia oggi ad uso agricolo. Tali variazioni sono del tutto reversibili, tipicamente nel volgere di una stagione il terreno riprenderà la sue caratteristiche originarie.

Impatti positivi si avranno a seguito degli interventi di ripristino delle aree di cantiere con la risistemazione del soprassuolo vegetale precedentemente accantonato.

In **fase di esercizio** perdureranno alcuni effetti, in particolare, in termini di sottrazione di risorsa limitatamente alle strade di accesso, alla sottostazione elettrica e alle aree occupate degli aerogeneratori:

strade di esercizio 8.000 mq

piazzole aerogeneratori (dopo la riduzione) 7.500 mq

area plinti aerogeneratori (resta invariata) 4.000 mq

SSE circa 1.050 mq

Per un TOTALE di 20.550 mq, ovvero circa 2,1 ha

Per avere un'idea di quanto si esigua questa occupazione territoriale basti considerare che l'area racchiusa tra gli aerogeneratori è di circa 250 ha, quindi in termini percentuali l'occupazione al suolo è pari a circa allo 0,84%. E' evidente, quindi, che l'impatto è relativamente basso. Si tenga inoltre presente che la centrale eolica è previsto produca circa 104 milioni di kWh/anno, sufficienti a coprire il fabbisogno annuale di oltre 38.500 famiglie tipo composte da 4 persone.

In fase di dismissione gli effetti saranno il ripristino della capacità di uso del suolo e la restituzione delle superfici occupate al loro uso originario. Il tempo di recupero del terreno delle sue originarie capacità agricole riteniamo possa avvenire nel volgere di 1-2 stagioni atteso un adeguato apporto di terreno vegetale sulle aree.

In base alle suddette considerazioni, tenuto conto delle caratteristiche attuali della componente in esame, si ritiene che l'impatto complessivo del Progetto sul suolo e sottosuolo sarà basso durante la fase di costruzione, trascurabile durante le fasi di esercizio e positivo durante la fase di dismissione.

20. Rumore

Lo studio di valutazione previsionale d'impatto acustico prodotta dall'impianto eolico proposto è stato sviluppato in due distinte fasi:

- nella prima fase, è stato valutato il clima sonoro ante-operam, in una posizione all'interno dell'area interessata dal progetto;
- nella seconda fase, è stato sviluppato sia un modello di simulazione al computer, che ha consentito di stimare i livelli sonori generati dal parco eolico presso i ricettori prossimi alle torri, sia una ulteriore modellizzazione per la fase transitoria di cantiere.

I risultati ottenuti hanno consentito di eseguire le verifiche previste dalla normativa.

Classe di destinazione acustica. Il progetto del parco eolico ricade all'interno del territorio del Comune di San Pancrazio Salentino, il quale ad oggi non ha redatto la propria Carta della zonizzazione acustica, quindi, secondo quanto prescritto dall'art. 8, comma 1 del D.P.C.M 14/11/97, si applicano:

- i limiti di immissione esterni pari a 70 dB(A) diurni e 60 dB(A) notturni di cui al DPCM 1 Marzo 1991 (Cfr. Tabella 3 – Zone E);
- i limiti differenziali di cui all'art. 4, comma 1, del DPCM 14 novembre 1997 all'interno degli ambienti..

In ogni modo nel presente studio, nell'ipotesi di una futura zonizzazione acustica, si è valutata la condizione più restrittiva di considerare le aree interessate dal parco eolico in progetto in Classe III – Aree di tipo misto (rientrano in questa classe le aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici).

Valutazione del clima sonoro ante – operam. Per conoscere il clima sonoro attualmente presente nelle aree territoriali che saranno interessate dal parco eolico, sono stati utilizzati i dati acquisiti durante una campagna di rilievi fonometrici condotta tra il 5 e il 6 febbraio 2018, della durata di ventiquattro ore, tale da fotografare la condizione acustica della generalità dei ricettori presenti e cioè edifici posti in aperta campagna distanti dalle viabilità principali. Per il monitoraggio acustico è stata utilizzato fonometro integratore e analizzatore in frequenza 01dB, con microfono posto ad una distanza superiore a 500 m dalla viabilità secondaria e principale (SS7ter) ad un'altezza di 1,5 m dal piano di campagna.

I risultati sono stati i seguenti

Il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato secondo la curva A, misurato ed arrotondato di 0,5 dB come prescritto dalla normativa di riferimento:

Periodo notturno	Tempo di misura 480 min	$L_{Aeq} = 31,5$ dBA
Periodo diurno	Tempo di misura 960 min	$L_{Aeq} = 41$ dBA

Modello di calcolo previsionale. La propagazione del suono in un ambiente esterno è la somma dell'interazione di più fenomeni: la divergenza geometrica, l'assorbimento del suono nell'aria, rilevante solo nel caso di ricevitori posti ad una certa distanza dalla sorgente, l'effetto

delle riflessioni multiple dell'onda incidente sul selciato e sulle facciate degli edifici e/o su altri ostacoli naturali e/o artificiali, la diffrazione e la diffusione sui bordi liberi degli oggetti nominati. I fenomeni sommariamente descritti, inoltre, hanno effetti che variano con la frequenza del suono incidente: occorre, dunque, un'analisi almeno per bande d'ottava.

Le stesse sorgenti, inoltre, sono in genere direttive: la funzione di direttività, a sua volta, varia con la frequenza.

Per tenere nella debita considerazione tutti i fenomeni descritti è stato utilizzato, nel presente studio, un accreditato programma di simulazione acustica. Il programma utilizzato permette di riprodurre, in un unico modello, tutti i tipi di sorgenti che determinano il campo sonoro, utilizzando gli standard di calcolo indicati fra l'altro dalle Direttive CEE di riferimento.

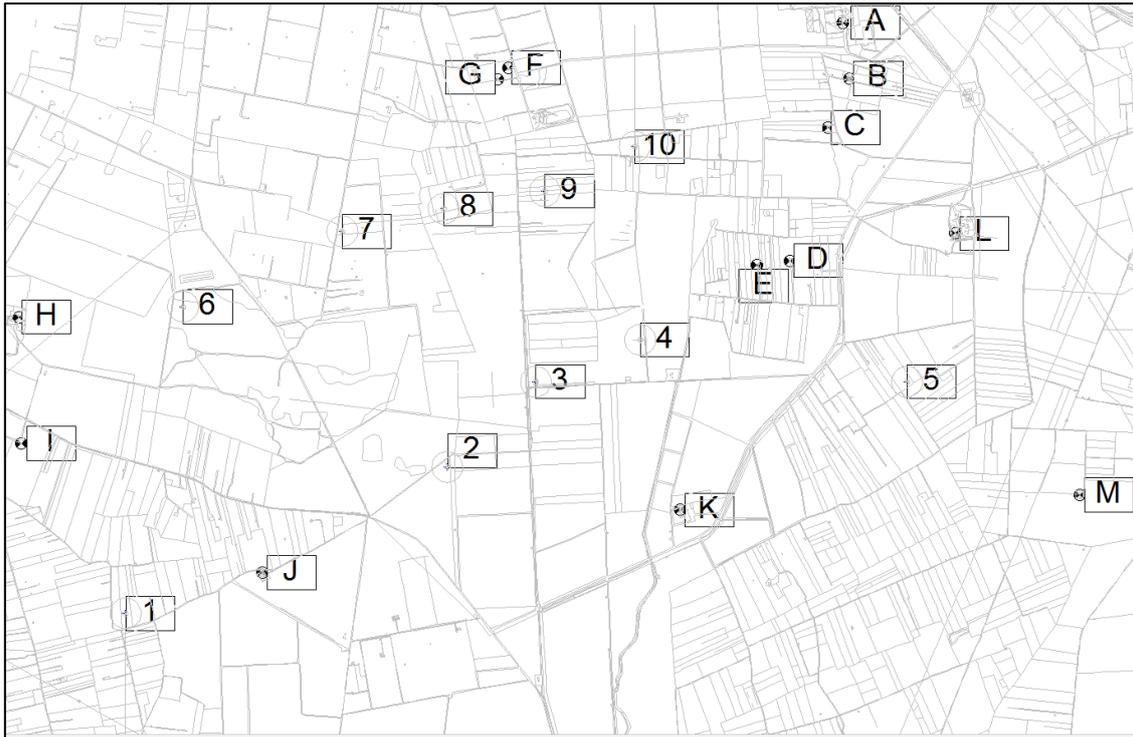
Il programma utilizzato permette di riprodurre, in un unico modello, tutti i tipi di sorgenti che determinano il campo sonoro. In questo modo permette di realizzare varianti diverse per la taratura, lo stato di fatto, lo stato di progetto e le configurazioni intermedie, in cui è possibile ottenere il contributo ai ricettori, in termini di livello sonoro, delle singole sorgenti o di gruppi di esse.

Per eseguire il calcolo del livello sonoro, il programma di simulazione richiede in input alcuni parametri ambientali tra i quali la temperatura, il grado di umidità relativa ed il coefficiente di assorbimento acustico dell'aria, ecc.; si deve inserire anche un fattore di assorbimento rappresentativo dei diversi tipi di terreno. In funzione di tali parametri, è possibile ottenere un coefficiente di riduzione che permette di valutare l'attenuazione che l'onda sonora subisce durante la propagazione per l'influenza delle condizioni meteorologiche e di tutti gli elementi esplicitati nella (3) come, per esempio, l'effetto suolo e quello dell'aria. Il suono che giunge al ricettore, quindi, è dato dalla somma dell'onda diretta e di tutti i raggi secondari, riflessi dagli edifici e da ostacoli naturali e/o artificiali, debitamente attenuati. Nel presente studio sono state considerate le riflessioni fino al 2° ordine.

All'interno del modello di simulazione è stato inserito, per gli aerogeneratori, il livello di potenza sonora, ponderata A, pari a 105,5 dB(A) così come desunto dalla scheda tecnica del costruttore Vestas per il modello V136-3.45-132m (Mode 0 Blades with serrated trailing edge) con altezza rotore pari a 132 m. Per il coefficiente di assorbimento del suolo G è stato utilizzato il valore intermedio 0,5, mentre, vista la posizione geografica dell'impianto in progetto, si è impostata, nelle simulazioni, la temperatura pari a 20 °C e l'umidità relativa pari al 50%.

In via cautelare, nei modelli, si è ipotizzato un funzionamento continuo e contemporaneo di tutte le sorgenti.

In figura è rappresentata la vista 2D modello utilizzato per la valutazione previsionale con evidenziate le torri eoliche (numeri) e i ricettori posti in facciata agli edifici analizzati (lettere).



Modello geometrico 2D

Le simulazioni eseguite hanno consentito di determinare le curve isofoniche di emissione e d'immissione, ricadenti nelle aree intorno all'impianto in progetto, inoltre sono stati calcolati i livelli sonori di emissione, generati dal parco eolico in progetto, in facciata agli edifici individuati sul territorio sia ad un'altezza pari a 1,5 m sia per l'altezza pari a 4 m.

Il livello d'immissione è stato calcolato attraverso la somma energetica tra i livelli di emissione, sopra citati, e i livelli sonori misurati durante la campagna di monitoraggio del clima sonoro ante-operam; tale calcolo deriva dal fatto che l'emissione acustica del parco eolico si andrà a sommare al clima sonoro attualmente presente nelle aree interessate dall'intervento.

Il calcolo effettuato ha consentito di determinare i livelli di emissione (livello sonoro generato dal solo parco eolico, escludendo quindi le sorgenti sonore già presenti sul territorio) e i livelli d'immissione in facciata ai ricettori maggiormente esposti. Tali valori possono essere confrontati con i limiti acustici prescritti per la Classe III in cui ricadono i ricettori considerati. Nelle seguenti tabelle sono riportati i confronti di legge.

Edificio	Altezza calcolo	Zonizzazione acustica	Livello di emissione			
			Diurno (6-22)		Notturno (22-6)	
			dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	Classe III	34,5	< 55,0	34,5	< 45,0
	4,0 m		37,0	< 55,0	37,0	< 45,0
B	1,5 m	Classe III	35,6	< 55,0	35,6	< 45,0
	4,0 m		38,0	< 55,0	38,0	< 45,0
C	1,5 m	Classe III	38,4	< 55,0	38,4	< 45,0
	4,0 m		40,9	< 55,0	40,9	< 45,0
D	1,5 m	Classe III	39,2	< 55,0	39,2	< 45,0
	4,0 m		41,8	< 55,0	41,8	< 45,0
E	1,5 m	Classe III	40,6	< 55,0	40,6	< 45,0
	4,0 m		43,1	< 55,0	43,1	< 45,0
F	1,5 m	Classe III	42,0	< 55,0	42,0	< 45,0
	4,0 m		44,4	< 55,0	44,4	< 45,0
G	1,5 m	Classe III	43,2	< 55,0	43,2	< 45,0
	4,0 m		44,8	< 55,0	44,8	< 45,0
H	1,5 m	Classe III	38,5	< 55,0	38,5	< 45,0
	4,0 m		41,0	< 55,0	41,0	< 45,0
I	1,5 m	Classe III	38,6	< 55,0	38,6	< 45,0
	4,0 m		41,1	< 55,0	41,1	< 45,0
J	1,5 m	Classe III	39,3	< 55,0	39,3	< 45,0
	4,0 m		41,8	< 55,0	41,8	< 45,0
K	1,5 m	Classe III	39,3	< 55,0	39,3	< 45,0
	4,0 m		41,8	< 55,0	41,8	< 45,0
L	1,5 m	Classe III	37,0	< 55,0	37,0	< 45,0
	4,0 m		39,5	< 55,0	39,5	< 45,0
M	1,5 m	Classe III	35,3	< 55,0	35,3	< 45,0
	4,0 m		37,8	< 55,0	37,8	< 45,0

Livelli di emissione in facciata ai ricettori analizzati e confronto con i limiti di legge

Edificio	Altezza calcolo	Zonizzazione acustica	Livello di immissione			
			Diurno (6-22)		Notturno (22-6)	
			dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	Classe III	41,9	< 60,0	36,3	< 50,0
	4,0 m		42,5	< 60,0	38,1	< 50,0
B	1,5 m	Classe III	42,1	< 60,0	37,0	< 50,0
	4,0 m		42,8	< 60,0	38,9	< 50,0
C	1,5 m	Classe III	42,9	< 60,0	39,2	< 50,0
	4,0 m		44,0	< 60,0	41,4	< 50,0
D	1,5 m	Classe III	43,2	< 60,0	39,9	< 50,0
	4,0 m		44,4	< 60,0	42,2	< 50,0
E	1,5 m	Classe III	43,8	< 60,0	41,1	< 50,0
	4,0 m		45,2	< 60,0	43,4	< 50,0
F	1,5 m	Classe III	44,5	< 60,0	42,4	< 50,0
	4,0 m		46,0	< 60,0	44,6	< 50,0
G	1,5 m	Classe III	45,2	< 60,0	43,5	< 50,0
	4,0 m		46,3	< 60,0	45,0	< 50,0
H	1,5 m	Classe III	42,9	< 60,0	39,3	< 50,0
	4,0 m		44,0	< 60,0	41,5	< 50,0
I	1,5 m	Classe III	43,0	< 60,0	39,4	< 50,0
	4,0 m		44,1	< 60,0	41,6	< 50,0
J	1,5 m	Classe III	43,2	< 60,0	40,0	< 50,0
	4,0 m		44,4	< 60,0	42,2	< 50,0
K	1,5 m	Classe III	43,2	< 60,0	40,0	< 50,0
	4,0 m		44,4	< 60,0	42,2	< 50,0
M	1,5 m	Classe III	42,5	< 60,0	38,1	< 50,0
	4,0 m		43,3	< 60,0	40,1	< 50,0

Livelli di immissione in facciata ai ricettori analizzati e confronto con i limiti di legge

Limiti differenziali. Il valore limite differenziali si definisce come differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il livello equivalente di rumore residuo, con misure eseguite all'interno dell'ambiente abitativo. Essendo il presente studio di tipo previsionale (l'impianto è in fase di autorizzazione), non è possibile eseguire una verifica puntuale all'interno degli ambienti dei ricettori potenzialmente disturbati; è, quindi, necessario eseguire una valutazione qualitativa a partire dai livelli stimati prodotti dagli impianti in facciata agli edifici.

Nell'allegato A, al DM 16 Marzo 1998, si precisa che il rumore ambientale, costituito dall'insieme del rumore residuo e da quello prodotto dalle specifiche sorgenti disturbanti, con esclusione degli eventi sonori singolarmente identificabili di natura eccezionale rispetto al valore ambientale della zona, è il livello che si confronta con i limiti massimi di esposizione riferiti:

nel caso dei limiti differenziali, al tempo di misura TM;

nel caso di limiti assoluti, al tempo di tempo di riferimento TR.

Così come esplicitato nell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, il criterio differenziale non è applicabile, in quanto, "ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile: a) se il rumore misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno; b) se il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse è inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno".

L'insieme degli aerogeneratori è in grado di generare, in facciata agli edifici, il livello sonoro di emissione calcolato attraverso il modello previsionale e riportato nella tabella relativa ai Livelli di Emissione Sonora; tale valore, sommato energeticamente al rumore residuo, fornisce il livello equivalente di rumore ambientale.

Per poter stimare in modo appropriato il livello di rumore residuo in facciata agli edifici ci si è basati sul minimo valore di $L_{eq}(A)$ misurato, per il periodo notturno, con una finestra temporale di 10 minuti (TM). Tale valore consente di valutare il livello di rumore nei periodi più silenziosi, ovvero in assenza di fenomeni occasionali (passaggio di veicoli nelle vicinanze, l'abbaiare di cani, le attività umane vicine ecc.) che potrebbero, impropriamente, innalzare tale livello.

I risultati di tali analisi sono riportati nella seguente tabella.

	Periodo più silenzioso			Livello o calcolato dB(A)
	giorno	ora inizio	ora fine	
Periodo diurno (06-22)	5/02/2018	21:40:00	21:50:00	23,9
Periodo notturno (22-06)	06/02/2018	04:30:00	04:40:00	20,4

Periodo più silenzioso

Nella seguente tabella è riportato il calcolo, per il periodo notturno, del livello di rumore ambientale in facciata ai due ricettori considerati; i calcoli sono stati effettuati attraverso la somma energetica tra i livelli generati dagli impianti, determinati con il modello di simulazione, e i livelli di rumore residuo, determinati attraverso l'analisi effettuata sul monitoraggio acustico.

Edificio	Altezza calcolo	Livello sonoro generato dagli aerogeneratori	Livello di rumore residuo		Livello di rumore ambientale in facciata	
			dB(A)		dB(A)	
		diurno	notturno	diurno	notturno	
A	1,5 m	34,5	23,9	20,4	34,9	34,7
	4,0 m	37,0	23,9	20,4	37,2	37,1
B	1,5 m	35,6	23,9	20,4	35,9	35,7
	4,0 m	38,0	23,9	20,4	38,2	38,1
C	1,5 m	38,4	23,9	20,4	38,6	38,5
	4,0 m	40,9	23,9	20,4	41,0	40,9
D	1,5 m	39,2	23,9	20,4	39,3	39,3
	4,0 m	41,8	23,9	20,4	41,9	41,8
E	1,5 m	40,6	23,9	20,4	40,7	40,6
	4,0 m	43,1	23,9	20,4	43,2	43,1
F	1,5 m	42,0	23,9	20,4	42,1	42,0
	4,0 m	44,4	23,9	20,4	44,4	44,4
G	1,5 m	43,2	23,9	20,4	43,3	43,2
	4,0 m	44,8	23,9	20,4	44,8	44,8
H	1,5 m	38,5	23,9	20,4	38,6	38,6
	4,0 m	41,0	23,9	20,4	41,1	41,0
I	1,5 m	38,6	23,9	20,4	38,7	38,7
	4,0 m	41,1	23,9	20,4	41,2	41,1
J	1,5 m	39,3	23,9	20,4	39,4	39,4
	4,0 m	41,8	23,9	20,4	41,9	41,8
K	1,5 m	39,3	23,9	20,4	39,4	39,4
	4,0 m	41,8	23,9	20,4	41,9	41,8
L	1,5 m	37,0	23,9	20,4	37,2	37,1
	4,0 m	39,5	23,9	20,4	39,6	39,6
M	1,5 m	35,3	23,9	20,4	35,6	35,4
	4,0 m	37,8	21,5	20,4	38,0	37,9

Periodo di

riferimento diurno notturno, livelli in facciata ai ricettori considerati

Il potere fonoisolante delle facciate dei ricettori considerati è stimabile in base alla formula di cui al Manuale di Acustica di Renato Spagnolo edito dalla UTET (paragrafo 6.9.3 pag. 607). Nell'ipotesi cautelativa di potere fonoisolante degli infissi pari rispettivamente a 0 dB per le finestre aperte e 25 dB per quelle chiuse (valore che indica scarse prestazioni), e di potere fonoisolante delle murature pari a 40 dB (parete in tufo dello spessore di 20 cm) ed ipotizzando cautelativamente che per la facciata esposta al rumore la superficie finestrata sia pari al 30% della superficie totale, è possibile stimare che:

- la facciata, a finestre chiuse, determina un abbattimento del rumore di 30 dB;
- la facciata, a finestre aperte, determina un abbattimento del rumore di 5 dB.

Dalla stima dei livelli di rumore ambientale in facciata ai ricettori potenzialmente disturbati

e dalla considerazione cautelativa che, in generale una facciata, anche di scarse prestazioni acustiche, determina un abbattimento del rumore di circa 30 dB, a finestre chiuse, e circa 5 dB, a finestre aperte, è possibile stimare quanto possa accadere all'interno degli ambienti abitativi. I risultati di tali calcoli e i confronti con i limiti di legge, per il periodo di riferimento diurno e notturno, nelle configurazioni di finestre aperte e chiuse, sono riportati nella tabella sotto.

Edificio	Altezza calcolo	Stima livello di rumore ambientale interno ricettori		Applicabilità criterio differenziale	
		Finestre aperte		Art. 4 DPCM 14/11/97	
		dB(A)			
		Finestre chiuse			
		dB(A)			
A	1,5 m	29,9	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	32,2	< 50,0	< 35,0	no
B	1,5 m	30,9	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	33,2	< 50,0	< 35,0	no
C	1,5 m	33,6	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,0	< 50,0	< 35,0	no
D	1,5 m	34,3	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,9	< 50,0	< 35,0	no
E	1,5 m	35,7	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	38,2	< 50,0	< 35,0	no
F	1,5 m	37,1	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	39,4	< 50,0	< 35,0	no
G	1,5 m	38,3	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	39,8	< 50,0	< 35,0	no
H	1,5 m	33,6	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,1	< 50,0	< 35,0	no
I	1,5 m	33,7	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,2	< 50,0	< 35,0	no
J	1,5 m	34,4	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,9	< 50,0	< 35,0	no
K	1,5 m	34,4	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,9	< 50,0	< 35,0	no
M	1,5 m	32,2	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	34,6	< 50,0	< 35,0	no

Periodo di riferimento diurno, verifica differenziale finestre aperte.

Edificio	Altezza calcolo	Stima livello di rumore ambientale interno ricettori		Applicabilità criterio differenziale		
		Finestre aperte		Finestre chiuse		Art. 4 DPCM 14/11/97
		dB(A)		dB(A)		
A	1,5 m	29,7	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	32,1	< 40,0	< 25,0	no	
B	1,5 m	30,7	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	33,1	< 40,0	< 25,0	no	
C	1,5 m	33,5	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	35,9	< 40,0	< 25,0	no	
D	1,5 m	34,3	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	36,8	< 40,0	< 25,0	no	
E	1,5 m	35,6	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	38,1	< 40,0	< 25,0	no	
F	1,5 m	37,0	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	39,4	< 40,0	< 25,0	no	
G	1,5 m	38,2	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	39,8	< 40,0	< 25,0	no	
H	1,5 m	33,6	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	36,0	< 40,0	< 25,0	no	
I	1,5 m	33,7	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	36,1	< 40,0	< 25,0	no	
J	1,5 m	34,4	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	36,8	< 40,0	< 25,0	no	
K	1,5 m	34,4	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	36,8	< 40,0	< 25,0	no	
M	1,5 m	32,1	< 40,0	< 25,0	no	
	4,0 m	34,6	< 40,0	< 25,0	no	

Periodo di riferimento notturno, verifica differenziale finestre aperte.

Conclusioni. Secondo quanto emerso dai rilievi e dalle simulazioni eseguite si può concludere che:

- 1) il monitoraggio acustico eseguito fotografa in modo appropriato il clima sonoro della generalità dei ricettori presenti nel territorio agricolo interessato dal progetto del parco eolico.
- 2) L'impatto acustico generato dagli aerogeneratori, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione;
- 3) relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore, che saranno generate dagli aerogeneratori in progetto, ricadono, per i ricettori considerati, nella non applicabilità del criterio, in quanto ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97);
- 4) relativamente alle fasi di cantiere, in accordo al comma 4, dell'art. 17, della L.R. 3/02 è necessario, prima dell'inizio della realizzazione della costruzione dell'impianto, richiedere autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici –
- 5) il traffico indotto dalla fase di cantiere, e ancor meno da quella di esercizio, non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

21. Flora e vegetazione

Interferenze del progetto con componenti botanico vegetazionali delle aree protette (nell'Area di Studio). La posizione degli aerogeneratori è tale da rimanere al di fuori dell'area di aree protette, in particolare la relazione spaziale con le aree protette più vicine è la seguente:

- Il SIC Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto (IT9150027) 5,4 km a sud dell'area di studio
- Il SIC Torre Colimena (IT9130001) 5,8 km a sud dell'Area di Studio
- La Riserva Naturale Regionale Orientata Palude del conte e duna costiera - Porto Cesareo 6,2 km a sud dell'Area di Studio
- La Riserva Naturale Regionale Orientata Riserve del Litorale Tarantino Orientale 8,7 km a sud-ovest dell'Area di Studio
- Il SIC Bosco Curtipetrizzi (IT9140007) 11,2 km a nord-est dell'Area di Studio

Tutti i SIC e aree protette sopra elencati distano almeno 8,5 km dagli aerogeneratori (distanza diversa da quella dell'Area di Studio, che ovviamente è più estesa), pertanto in considerazione:

- dell'elevata distanza
- delle caratteristiche stesse dell'area di intervento, completamente diverse da quelle dei SIC sopra elencati
- dell'occupazione territoriale complessiva del progetto trascurabile

si può affermare che l'interferenza del progetto con il sistema di queste aree protette è trascurabile. Si osserva inoltre che, date le caratteristiche del progetto, esso non pregiudica possibili futuri interventi di riqualificazione della rete ecologica locale.

Interferenze del progetto con le componenti botanico vegetazionale nell'Area ristretta. L'analisi delle Interferenze del progetto con le componenti botanico vegetazionale nell'Area Ristretta è stata fatta sulla base dello scenario progettuale preso in esame al momento della redazione del presente studio. La localizzazione delle interferenze si basa:

- 1) sui popolamenti di specie rare o a rischio di estinzione
- 2) sui tipi di vegetazione: Vegetazione dei canali, Macchia mediterranea e gariga e Prateria steppica che vengono intersecati dal tracciato del cavidotto o sono ad esso adiacenti, oppure che rientrano nell'area di occupazione degli aerogeneratori

Sul piano strettamente botanico, i tipi di vegetazione più frequentemente interessati dal tracciato e cavidotto e degli aerogeneratori sono:

- 3) Comunità annuali, xerofitiche e pioniere degli incolti,
- 4) Vegetazione di erbe infestanti, nitrofile e semi-nitrofile, ruderali e
- 5) Vegetazione nitrofila e sinantropica su muri e substrati artificiali. Questi tipi non hanno un particolare interesse conservazionistico e per essi, quindi, non viene specificata alcuna soluzione progettuale. In particolare, le Comunità annuali, xerofitiche e pioniere degli incolti hanno un'origine recente e rientrano nella dinamica dell'avvicendamento colturale dei terreni.

Le interferenze del progetto con la componente botanico-vegetazionale sono di seguito

descritte. L'analisi è fatta sulla base dei risultati dei rilievi effettuati in campo e del tipo di vegetazione ivi riscontrato.

Interferenza con la vegetazione dei canali. Il tracciato del cavidotto tra gli aerogeneratori 4 e 5 di progetto intersecherà un canale. Si tratta di un canale artificiale con letto terroso per la raccolta il deflusso delle acque piovane. Per la conservazione di questo tipo di vegetazione, sarà necessario evitare di ostruire il corso d'acqua e di alterarne le caratteristiche idrologiche.

Macchia mediterranea e gariga. La strada di accesso all'aerogeneratore n. 7 di progetto (provenendo dall'aerogeneratore n. 8) intersecherà un muretto a secco ove è presente della macchia mediterranea oltre che canne e fichi d'india. Sempre la stessa strada interseca un altro muretto a secco ricoperto da rovi di scarso interesse conservazionistico. Un terzo muretto a secco è interessato dal cavidotto che lo interseca in un punto, ma è privo di vegetazione.

Prateria steppica. Il tracciato del cavidotto e la strada di accesso all'aerogeneratore 6 di progetto sarà adiacente ad un'area di prateria steppica.

Specie vegetali rare o a rischio di estinzione. Nessun dei popolamenti vegetali in oggetto saranno interessati dalle azioni di progetto

Specie vegetali alloctone. Con riferimento alle specie alloctone, si osserva che gli scavi in fase di cantiere e le infrastrutture risultanti dal progetto possono concorrere ad aumentare il grado di “ruderalizzazione” della zona, favorendo l'espansione locale delle specie alloctone.

Soluzioni progettuali e misure di mitigazione.

Vegetazione dei canali. Allo scopo di non interferire con le funzionalità del canale e con la vegetazione presente lungo di esso il tratto di cavidotto sarà realizzato con la tecnica della TOC. La TOC avrà una lunghezza di circa 40 m a “cavallo” del canale. Tale scelta progettuale annulla del tutto l'interferenza.

Macchia mediterranea e gariga. La realizzazione della strada di accesso all'aerogeneratore 7 di progetto renderà necessario l'abbattimento del muretto e l'estirpazione della vegetazione intorno ad esso (filare di macchia) per un tratto di circa 7 m di larghezza. L'interferenza con questa componente è pertanto puntuale e limitata.

Prateria steppica. La strada di accesso all'aerogeneratore n. 6 di progetto, così come il tracciato del cavidotto interrato, sono ubicati al limite dell'area di rispetto (area buffer) di una zona a macchia mediterranea, pur rimanendone totalmente fuori. Inoltre, il tracciato della strada e del cavidotto di progetto ricadono al limite tra un'area a seminativo (a ovest) ed un'area con le caratteristiche di “prateria steppica” (a est), ricalcando il percorso di un sentiero esistente. Allo scopo di annullare gli effetti dell'interferenza, strada e cavidotto saranno realizzate completamente sul lato ovest, in pratica nell'area a seminativo. I lavori di costruzione e i trasporti dei componenti di impianto saranno realizzati con particolare attenzione nell'area avendo cura di non invadere la prateria steppica. A tal proposito sarà prevista una delimitazione visiva delle aree (paletti con nastri di delimitazione).

Specie vegetali alloctone. Allo scopo di limitare la crescita di specie vegetali alloctone particolare cura sarà posta nella fase di ripristino di strade e piazzole. Tutto il materiale inerte utilizzato per strade e piazzole di cantiere sarà accuratamente asportato. Se necessario si valuterà in fase di realizzazione di strade e piazzole, prima della posa sul terreno del materiale inerte, di stendere un geotessile che di fatto separerà il pacchetto stradale e il terreno allo scopo di preservare quest'ultimo. Terminata la costruzione il geotessile faciliterà la completa rimozione del materiale

di riporto. Il terreno vegetale sarà poi accuratamente ripristinato.



Foto da nord del sentiero esistente che divide la prateria steppica (a sinistra) dal seminativo (a destra)



Muretto con macchia visto da ovest nel tratto interessato dalla viabilità di progetto



Secondo muretto a secco ricoperto da rovi nel tratto interessato dalla viabilità di progetto



*Muretto a secco interessato dal cavidotto nei pressi della WTG 6
Il passaggio del cavidotto avviene in un punto privo di vegetazione*

Conclusioni

L'impianto sarà realizzato in un'area con tipica antropizzazione agricola, è stata accertata la presenza di alcune aree, peraltro limitate, caratterizzate da semi-naturalità (prateria steppica), limitrofe all'area di impianto, è prevista l'estirpazione di alcune specie arbustive ed arboree espianate lungo i muretti a secco. In definitiva l'impatto con la componente

botanico vegetazionale è correlato a.

- impatto sulla vegetazione dei canali
- impatto sulla componenti arborea ed arbustiva intorno ai muretti a secco (macchia)
- impatto su prateria steppica

Per quanto detto

- L'impatto è sulla vegetazione dei canali è di fatto nullo.
- L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco (macchia) è limitato a circa 7 m.
- L'impatto sulla prateria steppica è di fatto inesistente nella fase di esercizio (strade e cavidotto non invadono quest'area anche se di fatto confinanti.) In fase di cantiere particolare cura dovrà essere posta per non invadere con i mezzi la prateria steppica. L'impatto sulla prateria steppica è di fatto solo potenziale, e limitato alla fase di cantiere
- L'impatto prodotto nelle fase di cantiere è limitato nel tempo 6-8 mesi e comunque reversibile: facilmente le aree a prateria steppica potranno essere visivamente delimitate.
- L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco non è reversibile ma molto limitato. Peraltro è possibile effettuare il reimpianto delle stesse specie, in posizioni limitrofe terminata la fase di cantiere

Misure di mitigazione dell'impatto sono sostanzialmente legate alle scelte progettuali quali:

- minimizzazione dei percorsi per i mezzi di trasporto ed i cavidotti;
- individuazione, per quanto più possibile di aree, con scarsa presenza di componenti botanico vegetazionale soprattutto di tipo spontaneo;
- contenimento dei tempi di costruzione;
- soluzioni costruttive e progettuali che riducono l'interferenza con piccole zone di semi-naturalità (TOC, delimitazione visiva delle aree in cui è inibito l'accesso di uomini e soprattutto mezzi)
- accurati ripristini a fine cantiere
- ripristini a fine vita utile impianto (20 anni).

Notiamo infine che terminata la vita utile dell'impianto (20 anni) sarà possibile un ripristino allo stato originario, e quindi si ritiene l'impatto sulla componente botanico vegetazionale molto basso e sostanzialmente reversibile.

22. Fauna e avifauna

Per stimare i possibili impatti di una centrale eolica sulla fauna bisogna considerare un ampio range di fattori che comprendono la localizzazione geografica del sito prescelto per il progetto, la sua morfologia, le caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti.

Le principali cause d'impatto, sono: COLLISIONE, DISTURBO, EFFETTO BARRIERA, MODIFICAZIONE E PERDITA DELL'HABITAT.

Ognuno di questi potenziali fattori può interagire con gli altri, aumentare l'impatto sugli uccelli, o in alcuni casi ridurre un impatto particolare (per esempio con la perdita di habitat idoneo si ha una riduzione nell'uso da parte degli uccelli di un'area che sarebbe altrimenti a rischio di collisione).

Collisione.

Mortalità legata alla collisione. La morte diretta o le ferite letali riportate dagli uccelli possono risultare non solo dalla collisione con le pale, ma anche dalla collisione con le torri, con le carlinghe e con le strutture di fissaggio, linee elettriche e torrette meteorologiche (Drewitt & Langston, 2006).

Rischio di collisione. Il rischio di collisione dipende da un ampio range di fattori legati alle specie di uccelli coinvolti, abbondanza e caratteristiche comportamentali, condizioni meteorologiche e topografiche del luogo, la natura stessa della centrale, incluso l'utilizzo di illuminazioni. Chiaramente il rischio è probabilmente maggiore in presenza o nelle vicinanze di aree regolarmente usate da un gran numero di uccelli come risorsa alimentare o come dormitori, o lungo corridoi di migrazione o traiettorie di volo locale, che attraversano direttamente le turbine. Uccelli di grossa taglia con una scarsa manovrabilità di volo (come cigni ed oche) sono generalmente quelli esposti a maggior rischio di collisione con le strutture; inoltre gli uccelli che di solito volano a bassa quota o crepuscolari e notturne sono probabilmente le meno abili a individuare ed evitare le turbine. Il rischio di collisione potrebbe anche variare per alcune specie, secondo l'età, il comportamento e lo stadio del ciclo annuale in cui esse si trovano. Il rischio di solito cambia con le condizioni meteorologiche, alcuni studi mettono in luce in maniera evidente che molti uccelli collidono con le strutture quando la visibilità è scarsa a causa della pioggia o della nebbia, tuttavia quest'effetto potrebbe essere in alcuni casi mitigato esponendo gli uccelli ad un minor rischio dovuto ai bassi livelli di attività di volo in condizioni meteorologiche sfavorevoli. Gli uccelli che hanno già intrapreso il loro viaggio di migrazione, a volte non possono evitare le cattive condizioni, e sono costretti dalle nuvole a scendere a quote più basse di volo o a fermarsi e saranno perciò maggiormente vulnerabili se in presenza di un parco eolico al rischio di collisione. Forti venti contrari anche possono aumentare le frequenze di collisione poiché anche in questo caso costringono gli uccelli migratori a volare più bassi con il vento forte. L'esatta posizione di una centrale eolica può risultare critica nel caso in cui caratteristiche topografiche particolari sono utilizzate dagli uccelli planatori per sfruttare le correnti ascensionali o i venti o creano dei colli di bottiglia per il passaggio migratorio costringendo gli uccelli ad attraversare un'area dove sono presenti degli impianti eolici. Gli uccelli inoltre abbassano le loro quote di volo in presenza di linee di costa o quando attraversano versanti montuosi, esponendosi ancora ad un maggior rischio di collisioni con gli impianti eolici. Caratteristiche delle turbine eoliche associate con il rischio di collisione. La dimensione e l'allineamento delle turbine e la velocità di rotazione sono le caratteristiche che maggiormente influenzano il rischio di collisione così come le luci che hanno funzione di allerta per la navigazione e per l'aviazione, le quali possono aumentare il rischio di collisione attraendo e disorientando gli uccelli. Gli effetti delle luci in queste circostanze sono

scarsamente conosciuti, anche se sono state documentate numerose collisioni di uccelli migratori con diverse strutture per l'illuminazione, specialmente durante le notti con molta foschia o nebbia. Le indicazioni attualmente disponibili suggeriscono di utilizzare il numero minimo di luci bianche che si illuminano ad intermittenza a più bassa intensità. Non è noto se l'uso di luci soltanto sulle estremità delle turbine, la quale procurerebbe un'illuminazione più diffusa, potrebbe disorientare meno gli uccelli rispetto ad una singola fonte di luce puntiforme.

Tassi di collisione registrati. Una revisione della letteratura esistente indica che, dove sono state documentate le collisioni, il tasso per singola turbina risulta altamente variabile con una media che va da 0,01 a 23 uccelli collisi per anno. Il valore più alto, applicando anche una correzione per la rimozione delle carcasse da parte di animali spazzini, è stato rilevato in un sito costiero in Belgio e coinvolge gabbiani, sterne e anatre più che altre specie. I tassi di collisione registrati andrebbero valutati con cautela poiché, pur fornendo un'utile indicazione circa il tasso medio di collisione per turbina, potrebbero mascherare tassi significativamente più alti di collisione, poiché questi dati sono spesso citati senza tener conto di alcuna variazione dovuta al non ritrovamento delle carcasse o la rimozione da parte di necrofagi. Esempi per i siti costieri nell'Europa del nord forniscono tassi medi di collisione annuali che vanno da 0,01 a 1,2 uccelli per turbina (uccelli acquatici svernanti, gabbiani, passeriformi) nei Paesi Bassi (Winkelman 1989, 1992a, 1992b, 1992c, 1995), una media di 6 uccelli per turbina (edredoni e gabbiani) a Blyth nel nord Inghilterra (Painter et al. 1999); il tasso è di 4-23 uccelli per turbina (anatre, gabbiani, sterne) in tre siti studiati in Finlandia e Belgio (Everaert et al. 2001). Quasi tutti questi casi includono piccole turbine dalla capacità di 300-600 kW sviluppate in concentrazioni relativamente piccole. A Blyth ci fu una mortalità inizialmente elevata del 0,5-1,5% per l'edredone ma i tassi di collisione caddero sostanzialmente negli anni successivi. Nessuno di questi esempi è associato con l'osservazione di un sostanziale declino delle popolazioni di uccelli. Inoltre spesso, il più alto livello di mortalità è stato registrato in specifici periodi dell'anno e, in alcuni casi, a carico solo di alcune delle turbine. Studi con i radar effettuati presso la centrale eolica di Nysted, mostrano che molti uccelli cominciano a deviare il loro tragitto di volo fino a 3 km di distanza dalle turbine durante le ore di luce e a distanze di 1 km di notte, mostrando marcate deviazioni del volo al fine di sorvolare i gruppi di turbine (Kahlert et al. 2004b, Desholm 2005). Inoltre, le immagini termiche indicano che gli edredoni sono soggetti probabilmente a soltanto bassi livelli di collisioni mortali. Similmente, osservazioni visuali dei movimenti degli edredoni in presenza di due relativamente piccole centrali eoliche near-shore (costituite da sette turbine da 1,5MW e cinque da 2 MW turbine) nel Kalmar Sound, Svezia, hanno registrato soltanto una collisione su 1.5 milioni di uccelli acquatici migratori osservati. Comunque, non si conosce quale impatto potrebbero avere a lungo termine e sulle differenti specie le centrali eoliche più grandi o le installazioni multiple.

Disturbo. Il dislocamento degli uccelli dalle aree interne e circostanti le centrali eoliche dovuto al disturbo provocato dagli impianti può determinare effettivamente la perdita di habitat idoneo per diverse specie. Il dislocamento provocato dal disturbo sulla fauna potrebbe accadere durante le fasi sia di costruzione che di manutenzione della centrale eolica, e potrebbe essere causata dalla presenza delle turbine stesse, e quindi dall'impatto visivo, dal rumore e dalle loro vibrazioni o come il risultato del passaggio di un veicolo o di movimenti del personale correlati al mantenimento del sito. La scala e il grado di disturbo varierà secondo il sito e i fattori specie-specifici e deve essere assestato di caso in caso. Sfortunatamente pochi studi sulla dislocazione dovuti al disturbo sono conclusivi a causa della mancanza di un adeguato monitoraggio dell'impianto prima e dopo la sua costruzione (BACI). In Parchi eolici on shore sono state registrate le distanze di disturbo (cioè la distanza dalle centrali eoliche dalla quale gli uccelli sono assenti o meno abbondanti di quello che ci si aspetta) fino ad 800 m (incluso zero) per gli uccelli

acquatici svernanti. In linea di massima 600 m è la distanza largamente accettata come la massima distanza registrata. La variabilità della distanza di dislocamento è ben illustrata in uno studio che ha trovato una più bassa densità di oche lombardelle (*Anser albifrons*) nei 600 m dalle turbine in un parco in Germania mentre studi condotti in Danimarca, è stata rilevata una distanza di dislocamento tra 100 e 200 m dalle turbine per l'oca zampe rosa. Anche gli studi sugli uccelli nidificanti sono largamente inconclusivi o suggeriscono un basso disturbo, tuttavia ciò potrebbe essere influenzato dall'alta fedeltà al sito e dall'alta longevità delle specie nidificanti studiate; questo potrebbe significare che gli impatti reali sul disturbo agli uccelli nidificanti saranno evidenti soltanto nel tempo, quando si avrà un ricambio generazionale. Pochi studi hanno considerato la possibilità del dislocamento di passeriformi a vita breve, trovarono una maggiore densità di passeriformi di "ambiente aperto" nidificanti man mano che ci si allontanava dalle turbine eoliche, e piuttosto che all'interno di 80 m dall'impianto, indicando che il dislocamento avviene al massimo in questi casi. Le conseguenze del dislocamento per il successo riproduttivo e la sopravvivenza sono cruciali sia che ci sia che non ci sia un impatto significativo sulla dimensione della popolazione. Nell'assenza di dati attendibili circa l'effetto di dislocamento sugli uccelli, si ritiene precauzionale assumere che un significativo dislocamento potrebbe portare ad una riduzione della popolazione. Le cause nel cambiamento della distribuzione sono sconosciute, e potrebbero essere dovute a un singolo fattore o alla combinazione di più fattori come la presenza delle turbine, l'aumento della presenza umana, e cambiamenti nella distribuzione delle risorse trofiche. È stata sollevata l'ipotesi che gli uccelli potrebbero abituarsi alla presenza delle turbine, nonostante questo risulta ancora sconosciuto poiché non ci sono studi abbastanza lunghi per dimostrarlo.

Effetto barriera. L'alterazione delle rotte migratorie per evitare i parchi eolici rappresentano un'altra forma di dislocamento. Questo effetto è importante per la possibilità di un aumento in termini di costi energetici che gli uccelli devono sostenere quando devono affrontare percorsi più lunghi del previsto, come risultato sia per evitare il parco eolico sia come disconnessione potenziale di habitat per l'alimentazione dai dormitori e dalle aree di nidificazione. L'effetto dipende dalle specie, dal tipo di movimento, dall'altezza di volo, dalla distanza delle turbine, dalla disposizione e lo stato operativo di queste, dal periodo della giornata, dalla direzione e dalla forza del vento, e può variare da una leggera correzione dell'altezza o della velocità del volo fino ad una riduzione del numero di uccelli che usano le aree al di là del parco eolico. A seconda della distanza tra le turbine alcuni uccelli saranno capaci di volare tra le file delle turbine. Nonostante l'evidenza di questo tipo di risposta sia limitato queste osservazioni chiaramente vanno considerate durante le fasi di progettazione dell'impianto. Una revisione della letteratura esistente suggerisce che in nessuno caso l'effetto barriera ha un significativo impatto sulle popolazioni. Tuttavia, ci sono casi in cui l'effetto barriera potrebbe danneggiare indirettamente le popolazioni; per esempio dove un parco eolico effettivamente blocca un regolare uso di un percorso di volo tra le aree di foraggiamento e quelle di riproduzione, o dove diverse centrali eoliche interagiscano in maniera cumulativa creando una barriera estesa che può portare alle deviazioni di molti chilometri, portando perciò un aumento dei costi in termini energetici (Drewitt & Langston, 2006).

Modificazione e perdita di habitat. La scala della perdita diretta di habitat risultante dalla costruzione di un parco eolico e dalle infrastrutture associate dipendono dalla dimensione del progetto ma, generalmente, con alta probabilità questo risulta essere basso. Tipicamente, la perdita di habitat va da 2-5% dell'area di sviluppo complessiva. D'altra parte, le strutture della turbina potrebbero funzionare come barriere artificiali, e magari aumentare la diversità strutturale e creare un'abbondanza di prede. Perciò questo potrebbe solo beneficiare gli uccelli, se loro non sono disturbati dalla presenza delle turbine e ovviamente non vanno incontro al pericolo di collisione.

Nel caso in esame si evidenzia che il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori. L'area si presenta pianeggiante ed ampiamente destinata a colture agricole. Non sussistono, pertanto, condizioni che determinano la concentrazione di migratori per effetto "imbuto" (che si verifica nei valichi montani, negli stretti e nei canali sul mare, ecc.) fatta eccezione per la presenza di un unico sito con habitat naturali. Qui si possono formare concentrazioni di uccelli che utilizzano il sito quale dormitorio o area trofica. Nessun dato bibliografico però riporta concentrazioni significative all'interno di tale sito.

L'area individuata per l'intervento è localizzata nell'entroterra della provincia di Brindisi. Sia il sito d'intervento che l'area vasta sono intensamente coltivate. Unica eccezione è rappresentata da un sito, posto nella parte nord-ovest dell'area di studio, dove sono presenti habitat naturali e semi naturali, in forma di macchie, garighe e pseudo-steppe. Complessivamente domina la coltura dei cereali e dell'ulivo. Nessun habitat naturale o semi-naturale è stato interessato dalla localizzazione di pale eoliche. Il posizionamento delle torri è stato predisposto in maniera tale da non interessare aree di valore naturalistico.

Il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza dei suddetti habitat naturali. La fauna stanziale è costituita da specie sinantropiche nelle aree agricole e da specie d'interesse naturalistico negli habitat naturali. La presenza faunistica maggiore è rappresentata dall'avifauna migratrice, di cui solo alcune specie svernano e poche sono quelle che nidificano.

Il totale delle specie potenziali è di 116, di cui 15 mammiferi, 8 rettili, 2 anfibi e 91 uccelli. Gli uccelli appartengono a 11 ordini sistematici. 68 sono le specie di passeriformi e 23 di non passeriformi. Due specie di rettili fanno parte della Dir 92/43/CEE all. II e 9 tra rettili e anfibi dell'all. IV. Fanno parte della Dir 2009/147/CEE n°16 specie, di cui 2 sole *Calandrella brachydactyla* e *Lanius minor* sono nidificanti. Tre sono le specie di uccelli svernanti e 11 quelle migratrici comprese nella suddetta direttiva.

Il sito non è stato oggetto mai oggetto di studio avifaunistico. Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori. Una osservazione diretta non è stata possibile poiché il presente studio è stato redatto nel periodo invernale. Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto.

Sono stati stimati i possibili impatti sull'avifauna considerando i fattori determinanti, ossia la localizzazione geografica del sito, prescelto per il progetto, la sua morfologia, le caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti.

Il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori, si presenta pianeggiante e in gran parte destinato a colture agricole. E' presente un'area naturale che potrebbe rappresentare un sito trofico per i rapaci in migrazione.

Passando ad un esame di dettaglio dei singoli impatti e stimando in INESISTENTE, BASSO, MEDIO E ALTO il rischio, si ritiene che:

rispetto alla COLLISIONE possa essere basso per la maggior parte di specie poiché nel sito non si verificano concentrazioni di migratori in ragione della localizzazione geografica, delle caratteristiche morfologiche ed ambientali. Si ritiene possa essere potenzialmente medio per alcune specie di Gruiformi e Falconiformi. In considerazione del fatto che gli aerogeneratori sono molto distanti tra loro (distanza minima 450 m) possiamo stimare la possibilità di impatto MEDIO-

BASSA.

rispetto al DISTURBO si evidenzia che nel sito la fauna stanziale è attestata negli habitat naturali che non sono direttamente interessati dall'installazione di torri eoliche. Non ospita dormitori né è sito riproduttivo. E' sito trofico per i migratori e, pertanto, il disturbo arrecato alla fauna dalla realizzazione del progetto si ritiene basso per la fauna stanziale e medio per alcune specie di Gruiformi e Falconiformi. Con riferimento a questa componente in definitiva possiamo considerare l'impatto MEDIO-BASSO.

L'EFFETTO BARRIERA si verifica quando le opere realizzate sono interposte tra siti di dormitorio o nidificazione e aree trofiche, tra biotopi connessi da corridoi ecologici, ecc. La conseguenza dell'effetto barriera è che gli uccelli non possono accedere a determinati siti o che devono deviare la traiettoria di volo con conseguente dispendio energetico. Nel caso in esame oltre a non sussistere le condizioni suddette, la distanza tra le torri consente l'attraversamento del parco. Pertanto, l'effetto barriera arrecato alla fauna dalla realizzazione del progetto si ritiene INESISTENTE-BASSO.

La MODIFICAZIONE E PERDITA DELL'HABITAT che consegue all'impianto di un parco eolico è significativa se tale opera viene realizzata in aree dove sono presenti concentrazioni di specie stanziali o dove si aggregano migratori per la nidificazione, il dormitorio o l'alimentazione. Il sito è area di transito e trofica per i migratori, per i quali il rischio sarà medio. Per le specie stanziali si stima basso. Complessivamente stimiamo un impatto MEDIO-BASSO.

Il limite temporale dell'impatto è dato dalla vita utile dell'impianto pari a 20 anni. L'impatto potrebbe avere effetti non reversibili se alcune specie abbandonassero definitivamente l'area, ipotesi quanto meno improbabile poiché al momento della dismissione dell'impianto, sicuramente termineranno tutti gli effetti

Misure di mitigazione. Le scelte progettuali che avranno, di fatto, effetto di mitigazione di impatto su fauna e avifauna sono:

- utilizzo delle torri tubolari anziché a traliccio, più facilmente individuabili dagli uccelli in volo;
- raggruppamento degli aerogeneratori, disposti su più file anziché su una lunga fila;
- utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione (5-15 giri/minuto);
- colorazione a bande bianche e rosse delle pale
- interrimento dei cavi di media tensione ed assenza di linee aree di alta tensione;
- contenimento dei tempi di costruzione.

23. Ecosistema

La destinazione agricola dell'area ha causato la parziale modificazione del paesaggio. La vegetazione spontanea degli habitat di bosco, gariga e steppa sopravvive in aree marginali: lungo i muri a secco in forma di siepi, e in alcune aree limitate in forma di garighe e steppe, in nuclei boschivi isolati all'interno di antiche proprietà nobiliari. L'olivo è presente quasi ovunque, con esemplari vetusti e di nuovo impianto, con "sesto" regolare e distanziato o ravvicinato e regolare.

Numerosi anche i vigneti, più imitati nell'estensione ed isolati sono i seminativi. Ciò ha determinato la modificazione nella composizione della fauna, con adattamenti di alcune specie, scomparsa di altre e ingresso di altre ancora.

Il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori, si presenta pianeggiante e in gran parte destinato a colture agricole. Tuttavia il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza di un habitat naturale (gariga) nelle aree non interessate dall'antropizzazione agricola, area limitrofa a quella di intervento.

La fauna stanziale è costituita da specie sinantropiche nelle aree agricole e da specie d'interesse naturalistico negli habitat naturali. La presenza faunistica maggiore è rappresentata dall'avifauna migratrice, di cui solo alcune specie svernano e poche sono quelle che nidificano.

Nessun habitat naturale o semi-naturale è stato interessato dalla localizzazione di pale eoliche. Il posizionamento delle torri è stato predisposto in maniera tale da non interessare aree di valore naturalistico.

Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto.

Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale dei professionisti che hanno redatto la relazione ecologica, e da dati raccolti per il presente studio, non si ritiene esistano interazioni tra la costruzione del parco eolico, la fauna e le componenti botanico vegetazionali presente nei SIC più vicini, Torre Colimena, Palude del Conte e Dune di Punta Prosciutto, Porto Cesareo, che comunque distano almeno 8 km dagli aerogeneratori.

Si osserva inoltre che, date le caratteristiche del progetto, in particolare la bassa occupazione di territorio, esso non pregiudica possibili futuri interventi di riqualificazione della rete ecologica locale.

Per quanto concerne la componente botanica l'impatto è limitato alla rimozione di componenti arbustive intorno ad un muretto a secco (macchia) per un tratto di circa 7 m.

In definitiva l'impatto sull'ecosistema si riduce all'impatto prodotto dagli aerogeneratori su un'area naturale (limitrofa a quella di intervento) che potrebbe rappresentare un sito trofico per i rapaci in migrazione.

A tal proposito notiamo che il sito non è stato mai oggetto di studio avifaunistico e allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale dei professionisti che hanno condotto le indagini, e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori. Una osservazione diretta non è stata possibile poiché il presente studio è stato redatto nel periodo invernale.

24. *Impatto visivo*

Premessa. Il concetto di paesaggio è molto dibattuto e non esiste nella letteratura specifica un'interpretazione univoca, sia per motivi oggettivi (il carattere multidimensionale e multidisciplinare del paesaggio) sia per motivazioni soggettive (la percezione dipende dall'osservatore).

I più recenti studi in materia di impatto ambientale hanno giustamente messo in evidenza, fra l'altro, le dinamiche paesistiche e i legami gerarchici che intercorrono tra le diverse scale spazio-temporali che dominano i processi di trasformazione del paesaggio.

Riteniamo utile al nostro scopo una definizione di paesaggio che tenga conto degli aspetti sistemici, sia spaziali che temporali: *il paesaggio è un sistema naturale e antropico definito nello spazio con una sua dinamica nel tempo.*

Partendo da tale chiave interpretativa, definiamo un ambito spaziale ed uno temporale (o dinamico) del paesaggio, o meglio del sistema paesaggio (naturale ed antropico) nell'area di intervento.

I termini temporali o dinamici del paesaggio sono dati dal mutamento subito nel tempo e ne è misura il grado di antropizzazione del territorio.

Lo sfruttamento agricolo del territorio è ormai secolare, le masserie, le strade interpoderali, i muretti a secco sono tutte testimonianze antropiche che si ripetono numerose nell'area di intervento.

Elementi di mutazione del paesaggio introdotti dall'uomo in epoca più recente sono: strade asfaltate, abitazioni isolate, palificazioni per linee di trasmissione aerea (i tralicci per reti elettriche AT), insediamenti abitativi, frutto di singole iniziative private.

E' evidente che un qualsiasi impianto eolico di grossa taglia per le dimensioni del sistema torre – aerogeneratore non potrà essere in alcun modo nascosto ed il suo impatto paesaggistico difficilmente mitigato. L'obiettivo sarà pertanto quello di ridisegnare il paesaggio attraverso la realizzazione del parco eolico: l'impianto eolico dovrà diventare esso stesso una caratteristica peculiare del paesaggio trasformandolo se possibile senza danneggiarlo.

Lo studio delle caratteristiche dinamiche del paesaggio sarà fondato su quanto riportato nel principale piano urbanistico territoriale e di programmazione del territorio della Regione Puglia, il PPTR: i punti di osservazione (punti sensibili) rispetto ai quali sarà quantificato l'impatto sono essenzialmente rappresentati dalle componenti paesaggistico – territoriale tutelate dal PPTR. Ciò in assoluta coerenza con le metodologie generali indicate nell'Allegato Tecnico al DPCM 12 dicembre 2005 che prevede per gli studi di inserimento paesaggistico una analisi dei livelli di tutela rilevabili dagli strumenti di pianificazione paesaggistica e territoriale e dalla presenza di beni culturali tutelati dal Codice dei beni culturali e per il paesaggio, questi ultimi inclusi nel PPTR.

La quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico sarà calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiranno per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell'impianto) del paesaggio.

È quindi necessario, per cogliere le potenziali interazioni e le conseguenze che una nuova opera può introdurre dal punto di vista paesaggistico, individuare gli elementi caratteristici dell'assetto attuale del paesaggio, riconoscerne le relazioni, le qualità e gli equilibri, nonché verificare i modi di fruizione e di percezione da parte di chi vive all'interno di quel determinato ambito territoriale o lo percorre.

In funzione di quest'ultimo obiettivo, in via preliminare, si è reso necessario delimitare il

campo di indagine in funzione delle caratteristiche dimensionali e qualitative dell'opera da realizzare, individuando, in via geometrica, le aree interessate dalle potenziali interazioni percettive, attraverso una valutazione d'intervisibilità. Successivamente, mediante opportuni sopralluoghi nell'area d'indagine, si è cercato di cogliere le relazioni tra i vari elementi esistenti ed individuare i canali di massima fruizione del paesaggio (punti e percorsi privilegiati), dai quali indagare le visuali principali dell'opera in progetto, ricorrendo a fotosimulazioni dell'intervento previsto. Nel caso in esame, il territorio esaminato si presenta pianeggiante e ciò determina una visibilità potenziale del campo eolico a 360 gradi attorno all'impianto in progetto.

Per quanto concerne la modificazione fisica dei luoghi, gli elementi percepibili sono costituiti principalmente dai 10 aerogeneratori e dai manufatti di servizio.

Gli aerogeneratori costituiscono un elemento cospicuo e peculiare nel paesaggio. Essi rappresentano un "segnale forte": attraggono lo sguardo.

La percezione in merito agli aerogeneratori è soggettiva e non sempre negativa. Il contenuto tecnologico da essi posseduto si esprime in una pulizia formale e una eleganza ed essenzialità delle linee. I lenti movimenti rotatori delle pale sono espressione di forza naturale ed ingegno. L'assenza di emissioni in atmosfera rende queste macchine simbolo di un mondo sostenibile e moderno, così che i parchi eolici sono spesso sfondo di spot pubblicitari e ambientazioni cinematografiche.

Pertanto, pur trattando e valutando gli aerogeneratori come elementi modificanti il paesaggio, quindi responsabili di un potenziale impatto sul paesaggio di segno negativo, si consideri come non siano pochi coloro che percepiscono tali macchine come semplicemente "belle".

Per quanto riguarda la viabilità, invece, non si prevedono variazioni sostanziali di quella esistente, se non la creazione di alcune strade di servizio, prevalentemente per il tempo limitato della cantierizzazione dell'area, per poi essere rimosse in fase di esercizio, che resteranno sterrate. Per quanto riguarda i cavidotti, essendo previsti interrati, non daranno luogo ad impatti sul paesaggio, ad esclusione della fase iniziale di cantiere, peraltro limitata nel tempo.

Nello studio dell'impatto visivo e dell'impatto sul paesaggio di un impianto tecnologico, quale quello in progetto, occorre definire un ambito di intervisibilità tra gli elementi di nuova costruzione e il territorio circostante, in base al principio della "reciprocità della visione" (bacino visuale).

I dati per l'analisi del paesaggio sono stati ricavati principalmente dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) dall'analisi della cartografia esistente (IGM, ortofotocarte, immagini satellitari disponibili sul web) nonché dai sopralluoghi condotti in situ.

La stima e la valutazione dell'impatto allo scopo di renderne più fruibile la lettura è stato condotto secondo il seguente schema:

- Limiti spaziali dell'impatto: identificazione dell'area di impatto visivo, ovvero estensione della Zona di Visibilità Teorica (ZTV)
- Analisi generale dell'Area: inquadramento storico e paesaggistico dell'area
- Analisi visibilità dell'impianto: identificazione delle aree da cui l'impianto è visibile all'interno della ZTV, con l'ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all'interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l'impianto eolico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di "visualizzare l'impatto"

- **Analisi dell'Impatto:** identificazione delle aree da cui l'impianto è visibile all'interno della ZTV, con l'ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all'interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l'impianto eolico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di "visualizzare l'impatto"
- Ordine di grandezza e complessità dell'impatto: con l'ausilio di parametri euristici
- Probabilità dell'impatto
- Durata e reversibilità dell'impatto
- Misure di mitigazione dell'impatto

Limiti spaziali dell'impatto. Il primo passo nell'analisi di impatto visivo è quello di definire l'area di massima visibilità degli aerogeneratori: area di visibilità dell'impianto.

Le considerazioni generali riguardanti la definizione dei limiti di visibilità potenziale dell'impianto si basano sulla letteratura esistente sull'argomento, con il conforto dell'esperienza diretta di chi scrive, riferita a parchi eolici nel Salento e quindi in aree simili a quella dell'intervento oggetto del presente studio.

Completando l'analisi sulla base dell'esperienza diretta relativa a parchi eolici di grande taglia esistenti nella regione interessata dal progetto, per i quali si configurano le medesime condizioni di morfologia del terreno e di urbanizzazione (territorio generalmente pianeggiante e fortemente urbanizzato), le considerazioni generali riguardanti la definizione dei limiti di visibilità potenziale dell'impianto portano alle seguenti asserzioni:

- in aree completamente pianeggianti un impianto eolico di grossa taglia è visibile sino ad una distanza massima di circa 20 km. Ciò peraltro avviene solo in presenza di aree completamente libere da alberature per almeno 1 km. Oltre questa distanza in aree antropizzate come quella in studio, il parco eolico finisce per confondersi all'orizzonte con altri (e numerosi) elementi del paesaggio (tralicci, alberi ad alto fusto, palificazioni varie) e comunque difficilmente è visibile da un osservatore casualmente;
- in aree non pianeggianti l'impianto è visibile da distanze anche maggiori, ma ciò dipende dalla differenza di quota relativa tra il punto di vista e l'impianto.

Nel caso in esame l'impianto è ubicato ad una quota di campagna compresa tra 55 e 63 m s.l.m. e l'andamento plano-altimetrico del territorio circostante, rispetto alla posizione dell'impianto eolico in progetto, si presenta come di seguito specificato.

- a sud-est verso la provincia di Lecce degrada leggermente fino ad una quota di circa 40 m s.l.m. sino ad una distanza di 20 km dal parco eolico in progetto;
- a sud e a sud-ovest degrada lentamente verso il mare, con un terrazzamento che giunge sino ad una distanza di circa 2 km dalla costa alla quota di circa 30 m s.l.m., per poi formare un gradino fino al mare, che di fatto costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa; si rileva la presenza di due piccole alture, il Monte della Marina di Avetrana e la Masseria Monteruga, ultime propaggini a Sud delle Murge Tarantine, che costituiscono posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità;
- a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;

- a nord-ovest nella direzione dell'abitato di Oria cresce sino ad una quota di 160 m s.l.m. (16 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
- a nord si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 10-12 km, per poi aumentare a partire dal cordone dunare ad Est di Oria, sino a circa 100 m s.l.m e quindi mantenere la stessa quota;
- a nord-est si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 20 km.

In pratica possiamo affermare che:

Nel quadrante che va da Nord-Est a Sud-Ovest, in senso orario, per un intorno di circa 20 km dall'impianto l'area si presenta pressoché pianeggiante senza significative variazioni altimetriche, fatta eccezione per le due citate alture; la costa dista circa 10 km nel punto più vicino in direzione Sud;

Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce per poi mantenersi alla stessa quota. Ciò implica di fatto che l'impianto è visibile sino ai punti più alti in quota (ubicati ad una distanza da 10 ad oltre 15 km) per poi non essere più fisicamente visibile perché l'area di impianto ed ad una quota troppo bassa. In pratica è come se ci si trovasse su una terrazza in cui l'area circostante (più bassa) è visibile solo se ci si porta al limite della terrazza stessa.

Sulla base di queste considerazioni di carattere pratico e comunque fondate su un attento studio plano-altimetrico di un'area piuttosto vasta (oltre i 20 km dall'impianto), l'estensione della ZTV è definita con un rettangolo di dimensioni 40x35 km circa che si estenderà

a ovest, nord e ad est fino a 20 km dall'impianto;

a sud fino al mare, 10-15 km circa dall'impianto.

L'area su cui si andrà a quantificare l'impatto visivo coincide con l'area di impatto potenziale che è diversa dall'area di visibilità assoluta dell'impianto ovvero l'area da cui l'impianto è potenzialmente visibile nelle migliori condizioni atmosferiche in relazione alla sensibilità dell'occhio umano e dell'andamento orografico del terreno. Nel caso in studio:

- in area pianeggiante senza significativi sbalzi plano- altimetrici il limite di 15 km si può considerare ampiamente sufficiente a definire l'impatto ambientale. Oltre questa distanza l'impianto è visibile parzialmente, solo nelle giornate limpide, da porzioni di territorio limitate, solo da osservatori attenti e non casuali, e soprattutto finisce per confondersi con gli altri elementi del paesaggio e quindi si può sicuramente sostenere che produce un impatto visivo e paesaggistico trascurabile;
- in tutto il quadrante Sud la visibilità è definita dal limite della costa ionica e prima ancora dal terrazzamento posto a circa 2 km dalla costa;
- nei quadranti Nord e Ovest dell'impianto poiché la quota del terreno cresce rispetto alla quota dell'impianto si è preferito allargare l'area di impatto potenziale sino a 20 km.

Lo Studio di Impatto Visivo, come vedremo, sarà particolarmente focalizzato sull'Area di Interesse ovvero in un intorno di 10 km intorno all'impianto, con la ricognizione dei centri abitati e dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali da D.Lgs. n. 42/2004.

Tale distanza, assolutamente conservativa, è coerente con quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali (punto 3 dell'allegato 4 al DM Sviluppo Economico 10 settembre 2010 - Linee

guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili) che suggeriscono come area di indagine per l'impatto visivo un'area che si estende fino a 50 m l'altezza massima del sistema torre più rotore, nel nostro caso pari a 200 m. ***In pratica secondo le LGN l'impatto visivo va indagato in un intorno di circa 10 km dall'impianto.***

Si può ragionevolmente affermare che oltre questa distanza, anche ove l'impianto sia teoricamente visibile, l'impatto visivo si possa ritenere trascurabile, in considerazione di alcuni fattori:

- *Dimensionale*: anche nelle condizioni peggiori per l'area esterna a quella di studio, ossia alla distanza di 10 km e posizione ortogonale alla dimensione maggiore dell'impianto (circa 3,3 km), il campo visivo dell'occhio umano (angolo di vista pari a circa 50°) ha una porzione massima impegnata di circa 1/3 dell'orizzonte;
- *Qualitativo*: tutto il territorio è interessato da un elevato indice di antropizzazione; la zona, al limite tra le province di Lecce, Brindisi e Taranto, è caratterizzata dalla presenza di un notevole numero di centri abitati di dimensione medio piccola e densità elevata e di conseguenza l'impianto si inserisce e confonde in uno skyline ove sono presenti e visibili tutte le tracce di antropizzazione (fabbricati, strade, linee elettriche e telefoniche aeree, antenne, ecc.), con impatto di fatto fortemente mitigato.

Nell'immagine che segue si individua (riquadro in rosso) il Parco Eolico "Lecce 3-Surbo", costituito da complessivi 24 aerogeneratori con torre tubolare di altezza pari a 80 m e diametro del rotore tripala di 90 m, e pertanto altezza complessiva massima di 125 m, ubicato a nord del centro abitato di Lecce, ad un'altezza s.l.m di 20 m circa. Il punto di ripresa è ad una distanza di circa 16 km da un rilievo (70 m s.l.m. circa) posto a sud della città, lungo la SS 16. A questa distanza gli aerogeneratori sono visibili, ma occupano una porzione ridottissima del campo visivo, inserendosi alle spalle dell'abitato di Lecce; l'impatto visivo è di fatto non più che trascurabile.



Nel riquadro in rosso il Parco eolico di Lecce3-Surbo

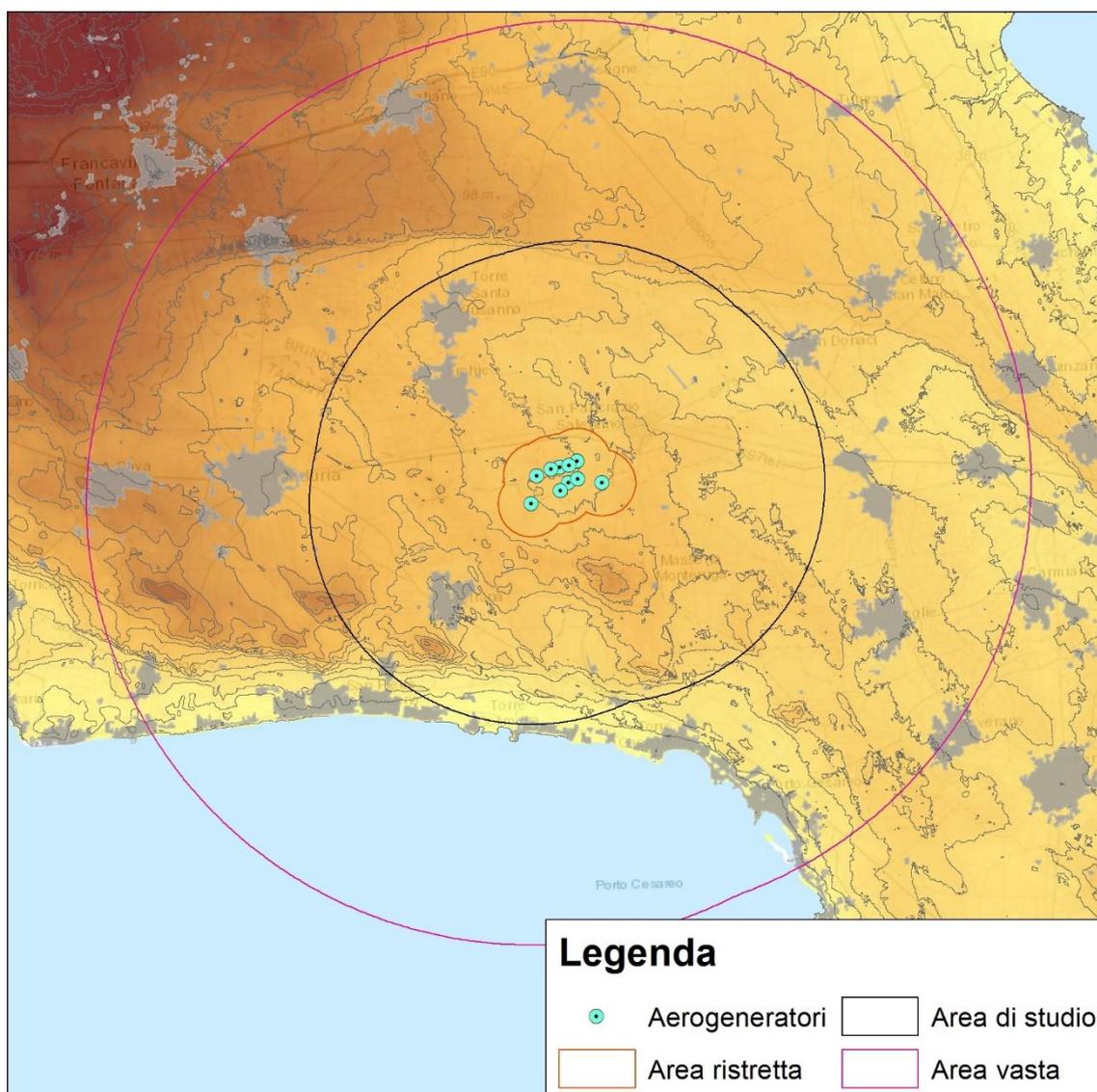
Si riporta infine una planimetria con l'individuazione della ZTV dell'impianto che di fatto andrà a coincidere con l'area su cui si andrà ad indagare l'impatto visivo.

La Zona di Visibilità Teorica ZTV, area di impatto potenziale, sarà poi così suddivisa:

Area vasta che si estende fino a circa 20 km dagli aerogeneratori

Area di studio o di interesse che si estende fino ad una distanza di 10 km dagli aerogeneratori (distanza pari a 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori, secondo quanto prescritto dalle Linee Guida Nazionali)

Area ristretta o di intervento che approssimativamente si estende in un intorno di circa 1,5 km dagli aerogeneratori.



Area di Impatto Potenziale

In definitiva lo studio è stato condotto facendo riferimento ad una serie di *punti sensibili* racchiusi nell'intorno di 10 km dall'impianto con alcune eccezioni (centro storico di Oria – punto panoramico individuato dal PPTR).

I punti sensibili sono stati individuati sulla base delle principali criticità ambientali segnalate dagli strumenti di pianificazione territoriale (primo fra tutti il PPTR) o individuate in campo, nel corso dei numerosi sopralluoghi, e verificando l'effettivo impatto prodotto dall'impianto eolico su di esse e le modalità di superamento delle criticità.

Mappe di intervisibilità. Le Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT) individuano, all'interno della ZTV, le aree da dove il Parco Eolico oggetto di studio è teoricamente visibile ma da cui potrebbe non essere visibile nella realtà p.e. a schermi naturali o artificiali che non sono rilevati dal DTM (Digital Terrain Model). Le Mappe di Intervisibilità Teorica sono calcolate dal computer utilizzando un software che si basa su una Modello di Digitalizzazione del Terreno DTM (Digital Terrain Model) che di fatto rappresenta la topografia del territorio. Le mappe individuano soltanto una visibilità potenziale, ovvero l'area da cui è visibile l'impianto anche parzialmente o in piccolissima parte, senza peraltro dare alcun tipo di informazione relativamente all'ordine di grandezza (o magnitudo) e la rilevanza dell'impatto visivo.

In pratica le MIT suddividono l'area di indagine in due categorie o classi:

- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore non può vedere l'impianto:
- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore può vedere l'impianto.

- Benché le MIT siano uno strumento di indagine molto potente hanno anch'esse dei limiti:
- L'accuratezza è legata alla accuratezza dei dati su cui si basa;
- Non può indicare l'impatto visivo potenziale né la magnitudo di impatto;
- Non è facile verificare in campo l'accuratezza di una MIT, benché alcune verifiche puntuali possono essere condotte durante le ricognizioni in campo

Una MIT non sarà mai "perfetta" per varie motivazioni di carattere tecnico, la più importante delle quali è legata alle vastità dell'area indagata con informazioni sull'andamento del terreno che necessariamente mancheranno di alcuni dettagli.

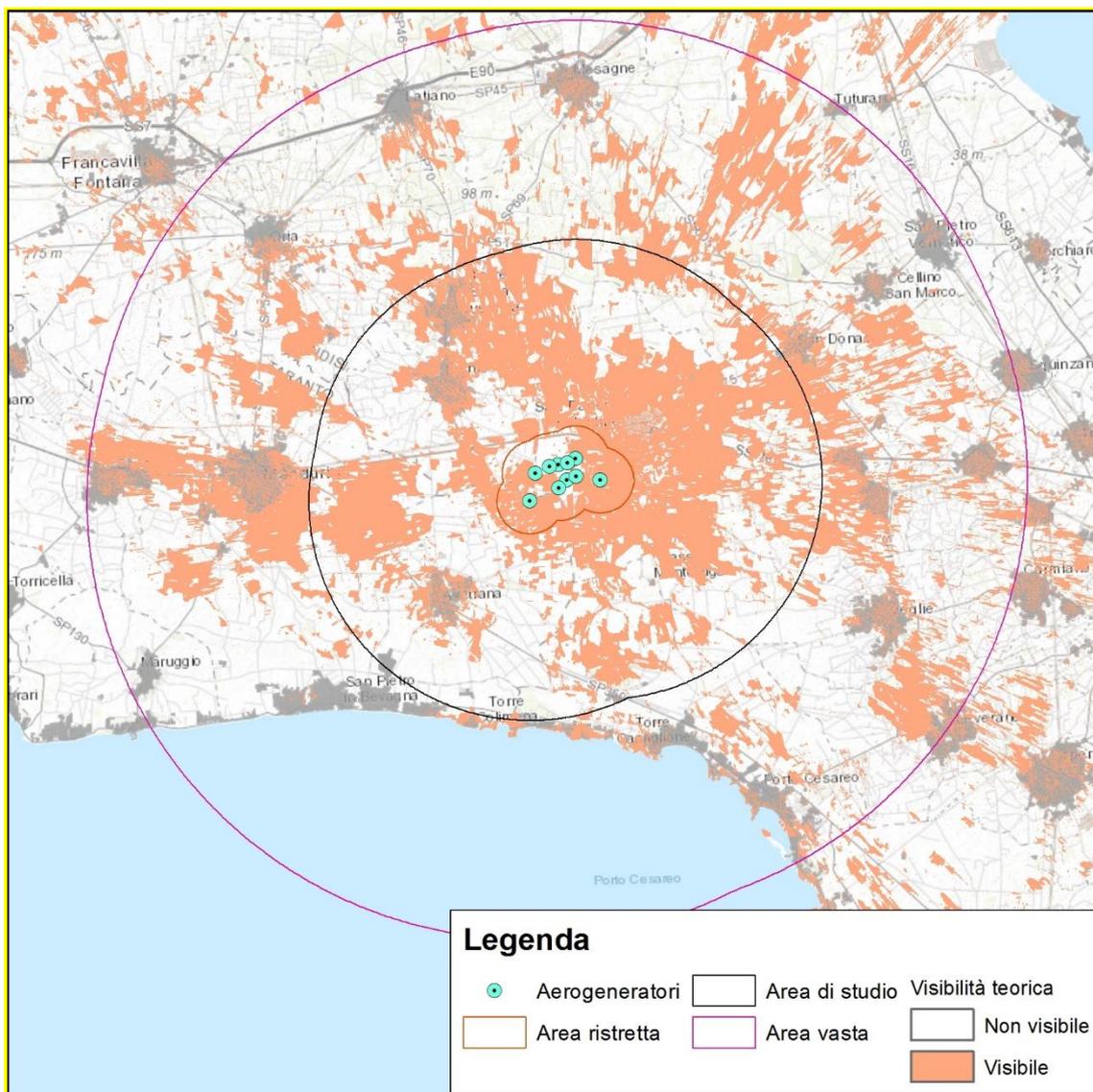


Figura 1 - Rappresentazione in scala ridotta della MIT 1 - quota navicella

A livello di area vasta già da questa figura è possibile evidenziare alcune particolarità:

- L'impianto risulta teoricamente visibile nella parte centrale ed orientale dell'Area di Studio, mentre verso Erchie e Torre Santa Susanna risultano più frequenti aree di non visibilità anche a causa delle aree olivetate;
- Nella fascia Sud l'impianto risulta visibile teoricamente in aree molto più limitate, coincidenti nelle piccole alture ivi presenti, mentre non lo è la fascia immediatamente a ridosso della costa, caratterizzata da aree protette da vincoli ambientali; solo alcuni piccoli tratti di costa (a distanza superiore ai 10 km) sono caratterizzati da teorica visibilità;
- A Nord e Nord-Ovest, la morfologia del terreno cagiona una fascia di visibilità attorno ai 10 km di distanza ed una barriera che impedisce la visibilità oltre tale distanza;
- Oltre la distanza dei 10 km, esternamente all'Area di Studio, solo in poche aree l'impianto risulta teoricamente visibile, tenendo in considerazione il fatto che l'incidenza dell'impatto, che come detto non è valutabile nelle Mappe di Intervisibilità Teorica, è fortemente ridotta;
- Le aree di visibilità all'interno dei centri abitati corrisponde alle quote delle coperture dei fabbricati; l'impianto sarà visibile dai tetti, ma, generalmente, non dalla quota strada.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Area di studio e beni oggetti di ricognizione. Come detto l'area di interesse o di studio, nei fatti quella effettivamente interessata dall'impatto visivo dell'intervento, viene definita, secondo quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali, come l'involuppo delle distanze di 10 km dai singoli aerogeneratori dell'impianto in progetto.

All'interno di tale area si è proceduto alla ricognizione di tutti i beni potenzialmente interessati dagli effetti dell'impatto visivo dell'impianto in progetto, facendo riferimento alle seguenti fonti:

- PPTR: Analisi delle Schede d'Ambito
- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali)
- Altri regimi di tutela

L'Analisi delle Schede d'Ambito, che il PPTR della Regione Puglia organizza con riferimento all'articolo 135 comma 3 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, è stata condotta sulle Schede interessate dall'Area di Studio dell'impianto, ossia la n. 9 – Campagna Brindisina e la n. 10 – Tavoliere Salentino, quest'ultima con riferimento alla figura territoriale Terra dell'Arneo. Le Schede individuano per ciascuna Figura gli Obiettivi di Qualità Paesaggistica, fissando Indirizzi e Direttive per ciascuna delle principali componenti, tra cui le Componenti visivo-percettive. La ricognizione ha interessato pertanto:

- Invarianti strutturali
 - Principali lineamenti morfologici
 - Sistema agro ambientale
 - Sistema insediativo
- Luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio
 - Punti panoramici potenziali: sistema delle torri costiere e dei Castelli e Masserie fortificate nell'entroterra;
 - Strade panoramiche;

La ricognizione ha successivamente individuato i Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali), con l'ausilio della catalogazione del sistema delle tutele del PPTR:

- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004
 - art. 136 - aree a vincolo paesaggistico;
 - art 142 a) - territori costieri;
 - art 142 b) - territori contermini ai laghi;
 - art 142 c) - fiumi, torrenti, corsi d'acqua;
 - art 142 f) - parchi e riserve nazionali o regionali;
 - art 142 g) - territori coperti da foreste e da boschi;
 - art 142 h) - aree assegnate alle università agrarie e zone gravate da usi civici;
 - art 142 i) - zone umide (Zone umide RAMSAR, aree umide retrodunari);
 - art 142 m) - zone di interesse archeologico.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Sono stati poi indagati tutti gli altri beni potenzialmente interessati dall'impatto visivo per via della qualità del paesaggio o della elevata frequentazione:

- Altri regimi di tutela
 - Zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS.
- Centri abitati.

L'indagine è stata infine estesa a quelli più significativi tra gli ulteriori contesti individuati nel sistema delle tutele del PPTR ai sensi dell'art. 143 comma e) del D. Lgs. 42/2004.

- PPTR: ulteriori contesti
 - aree umide;
 - altre zone archeologiche (aree a rischio archeologico, segnalazioni archeologiche);
 - testimonianze della stratificazione insediativa (vincoli architettonici);
 - strade a valenza paesaggistica;
 - luoghi panoramici con i relativi coni visuali.

La Tavola 31 allegata allo Studio di Visibilità riporta, in scala 1:30.000, la rappresentazione cartografica con la raffigurazione di tutti i beni individuati nella ricognizione.

Punti Sensibili e Punti di Osservazione. In considerazione delle peculiarità dell'area (a puro titolo di esempio, la fascia costiera in alcuni punti è solo alcune centinaia di metri al di fuori dell'Area di studio), l'analisi è stata poi estesa a tutta l'area di impatto potenziale, che coincide con l'Area Vasta, prendendo in considerazione esclusivamente i beni e le aree particolarmente significative. Si è proceduto all'individuazione al suo interno dei punti sensibili PS, per i quali si è calcolato la magnitudo di impatto visivo con la metodologia descritta nel paragrafo successivo.

Si è fatta poi una verifica per individuare da quali di questi punti o da quali di queste zone non è visibile almeno un aerogeneratore o comunque la visibilità dell'impianto è trascurabile. La verifica è stata fatta utilizzando la Tavola MIT 4. In questa tavola le aree con valore "0" sono aree dalle quali la navicella (e quindi la metà superiore del rotore) di nessuno dei dieci aerogeneratori è visibile per intero. Pertanto se un punto di vista sensibile ricade all'interno di questa area, da quel punto l'impianto eolico in progetto non è praticamente visibile.

Approfondendo questa ulteriore indagine sulla base:

- Dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo
- Della posizione rispetto all'impianto eolico in progetto
- Della fruibilità ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto

si è arrivati ad avere una seconda lista: la lista dei Punti di Osservazione PO, in pratica i punti di vista sensibili, all'interno dell'area di impatto potenziale individuata, dai quali l'impianto eolico in progetto risulta teoricamente visibile.

Per ciascuno dei ventinove punti di osservazione così individuati, sono state redatte delle schede di simulazione di impatto visivo realizzate con l'ausilio di fotomontaggi.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Schede di documentazione fotografica. Come già detto nella parte introduttiva tra i punti di vista sensibili ne sono stati scelti ventotto per i quali sono state redatte delle schede di simulazione di impatto visivo. I punti di Osservazione PO oggetto di questa ulteriore indagine sono stati scelti sulla base:

- Dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo
- Della posizione rispetto all'impianto eolico in progetto
- Della frequentazione ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto di Osservazione

Ovviamente nella scelta dei punti si sono coperte tutte le posizioni intorno al sito in progetto, privilegiando i luoghi maggiormente significativi secondo quanto indicato ai paragrafi precedenti.

Tra i punti sensibili è compreso anche il Centro Storico di Oria, che rappresenta un punto panoramico specifico, indicato nel PPTR e nell'elenco allegato al R.R. 24/2010, con individuazione del cono visivo di 10 km. Come rilevabile anche dalla cartografia allegata (Tav. 31 Progetto Definitivo allegato al SIA), il cono rimane totalmente esterno all'area di impianto, in quanto gli aerogeneratori distano oltre 16 km. Ad ogni modo il punto è stato ugualmente inserito tra i PO.

Le schede contengono le seguenti informazioni:

- Coordinate del punto di vista sensibile
- Localizzazione del punto di vista sensibile (Provincia, Comune, Toponomastica)
- Tipo di vincolo
- Descrizione del punto di vista sensibile
- Descrizione dello scenario attuale (ante operam)
- Descrizione dello scenario futuro (post operam)
- Un inquadramento su stralcio ortofoto, con individuazione dal punto di vista sensibile e la posizione del parco eolico in progetto
- Una foto fatta dal punto di vista sensibile verso l'impianto eolico in progetto
- Una foto che illustra lo stato attuale del punto di vista sensibile

Inoltre per ciascun punto di vista sensibile per cui è redatta la scheda con il foto inserimento sono indicati i seguenti parametri (euristici), il cui significato e la cui quantificazione è ampiamente descritta nel paragrafo successivo:

- **Visibilità Teorica:** il valore potrà essere "SI" o "NO" a seconda che almeno una torre dell'impianto eolico in progetto sia visibile dal punto;
- **Visibilità Impianto:** il valore potrà essere Trascurabile, Molto Basso, Basso, Medio Basso, Medio, Medio Alto, Alto, Molto Alto;
- **Valore del Paesaggio:** il valore potrà essere Trascurabile, Molto Basso, Basso, Medio Basso, Medio, Medio Alto, Alto, Molto Alto;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- Impatto Visivo: il cui valore sintetico potrà variare tra 1 e 64 e sarà indicato nella “Matrice di Impatto Visivo”, riportata anch’essa nella Scheda.

Infine in ciascuna Scheda sarà messo in evidenza il valore della frequentazione, anche se in realtà la Visibilità dell’Impianto VI è a sua volta funzione della frequentazione F. Tuttavia riteniamo che la frequentazione dia una misura qualitativa importante sulla tipologia e quantità di osservatori potenziali da un punto di vista.

La frequentazione è un parametro di valutazione di impatto visivo prodotto da un parco eolico e introdotto per la prima volta delle Linee Guida della Toscana. La frequentazione può essere regolare o irregolare con diversa intensità e caratteristiche dei frequentatori, il valore di un sito sarà quindi anche dipendente dalla quantità e qualità dei frequentatori (MIBAC).

Il nostro parametro frequentazione sarà funzione ($F=R+I+Q$):

- della regolarità (R)
- della quantità o intensità (I)
- della qualità degli osservatori (Q)

Pertanto all’interno di ciascuna scheda sarà introdotto un valore Alto, Medio, Basso per ciascuna di queste variabili che definiscono la frequentazione e per la frequentazione stessa.

Ordine di grandezza dell’impatto. L’effetto visivo è da considerare un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale, ma anche sul complesso di valori associati ai luoghi derivanti dall’interrelazione tra fattori naturali e antropici nella costruzione del paesaggio (MIBAC). Pertanto la quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico sarà calcolata con l’ausilio di parametri euristici che finiranno per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell’impianto) del paesaggio.

Nel caso di impianti eolici di grossa taglia è evidente che l’aspetto spaziale è predominante, ma sicuramente non ci si può limitare a questo: dobbiamo considerare anche indici che tengano conto degli aspetti più prettamente estetici ovvero di bellezza naturale o più in generale di amenità paesaggistica.

In letteratura vengono proposte varie metodologie, tra le quali, la più utilizzata, quantifica l’impatto paesaggistico (IP) attraverso il calcolo di due indici:

- un indice VP, rappresentativo del valore del paesaggio
- un indice VI, rappresentativo della visibilità dell’impianto

L’impatto paesaggistico IP, in base al quale si possono prendere decisioni in merito ad interventi di mitigazione o a modifiche impiantistiche che migliorino la percezione visiva, viene determinato dal prodotto dei due indici sopracitati:

$$IP=VP*VI$$

L’indice relativo al valore del paesaggio VP relativo ad un certo ambito territoriale, scaturisce dalla quantificazione di elementi quali:

- la naturalità del paesaggio (N);
- la qualità attuale dell’ambiente percettibile (Q);

SIA – SINTESI NON TECNICA

la presenza di zone soggette a vincolo (V).

Una volta quantificati tali aspetti, l'indice VP risulta dalla somma di tali elementi:

$$VP=N+Q+V$$

In particolare,.

Indice di Naturalità del Paesaggio (N). L'indice di naturalità deriva da una classificazione del territorio, a seconda del livello di naturalità delle aree, la naturalità di un paesaggio esprime la misura di quanto una data zona permanga nel suo stato naturale, senza cioè interferenze da parte delle attività umane.

Indice di Qualità (di Antropizzazione) del Paesaggio (Q). La percezione attuale dell'ambiente esprime il valore da attribuire agli elementi territoriali che hanno subito una variazione del loro stato originario a causa dell'intervento dell'uomo, il quale ne ha modificato l'aspetto in funzione dei propri usi. Il valore dell'indice Q decresce con all'aumentare del livello di antropizzazione, ossia nel caso di minore presenza dell'uomo e del di tipo di attività.

Indice relativo alla presenza di vincoli (V). Il terzo indice definisce le zone che, essendo riconosciute meritevoli di una determinata tutela da parte dell'uomo, sono state sottoposte a una legislazione specifica.

L'interpretazione della visibilità è legata alla tipologia dell'opera ed allo stato del paesaggio in cui la stessa viene introdotta. Gli elementi costituenti un parco eolico (gli aerogeneratori) si possono considerare come un unico insieme e quindi un elemento puntale rispetto alla scala vasta, presa in considerazione, mentre per l'area ristretta, gli stessi elementi risultano diffusi se pur circoscritti, nel territorio considerato. Da ciò appare evidente che sia in un caso che nell'altro tali elementi costruttivi ricadono spesso all'interno di una singola unità paesaggistica e rispetto a tale unità devono essere rapportati. In tal senso, la suddivisione dell'area in studio in unità di paesaggio, permette di inquadrare al meglio l'area stessa e di rapportare l'impatto che subisce tale area agli altri ambiti, comunque influenzati dalla presenza dell'opera. Per definire la visibilità di un parco eolico sono stati determinati i seguenti indici:

- la percettibilità dell'impianto, P
- l'indice di bersaglio, B
- la fruizione del paesaggio o frequentazione, F

da cui si ricava l'indice VI (Visibilità Impianto) risulta pari a:

$$VI=P \times (B+F)$$

Percettibilità P. Per quanto riguarda la percettibilità P dell'impianto, la valutazione si basa sulla simulazione degli effetti causati dall'inserimento di nuovi componenti nel territorio considerato. A tal fine i principali ambiti territoriali sono essenzialmente divisi in tre categorie principali:

- i crinali, i versanti e le colline
- le pianure
- le fosse fluviali.

Ad ogni categoria vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti alla visibilità

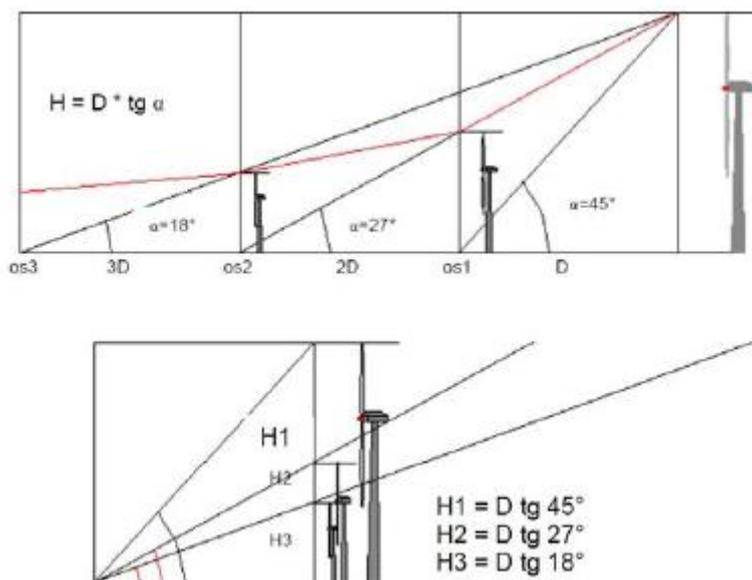
SIA – SINTESI NON TECNICA

dell'impianto, secondo quanto mostrato nella seguente tabella:

Aree	Indice P
Aree pianeggianti - panoramicità bassa	1 - 1.2
Aree collinari e di versante - panoramicità media	1.5
Aree montane, vette, crinali, altopiani – panoramicità alta	2

Il valore di P per le aree pianeggianti, secondo la letteratura è assunto pari a 1. All'interno dell'area di studio, ossia entro il raggio di 10 km dagli aerogeneratori (50 volte l'altezza massima), si è ritenuto aumentare questo indice in modo conservativo, portandolo a 1,2, in considerazione delle caratteristiche morfologiche del territorio, che, per quanto non si possa che definire pianeggiante, di fatto presenta leggere variazioni di quota, che vanno dal livello del mare della costa sino a circa 100 m s.l.m. della fascia Nord che comprende Oria ed il cordone dunale fossile ad Est in direzione San Donaci. In questo modo si ritiene che il risultato ottenuto non possa risentire di eventuali sottostime.

Indice Bersaglio B. Con il termine "bersaglio" (B), si indicano quelle zone che per caratteristiche legate alla presenza di possibili osservatori, percepiscono le maggiori mutazioni del campo visivo a causa della presenza di un'opera. Sostanzialmente quindi i bersagli sono zone (o punti) in cui vi sono (o vi possono essere) degli osservatori, sia stabili (città, paesi e centri abitati in genere), sia in movimento (strade e ferrovie), pertanto nel caso specifico coincidono con i punti di osservazione definiti. Il metodo usato per valutare l'andamento della sensibilità visiva in funzione della distanza è schematizzato nella seguente figura.



Tale metodo considera una distanza di riferimento D fra l'osservatore e l'oggetto in esame (aerogeneratore), in funzione della quale vengono valutate le altezze dell'oggetto percepite da osservatori posti via via a distanze crescenti. La distanza di riferimento D coincide di solito con

SIA – SINTESI NON TECNICA

l'altezza HT dell'oggetto in esame, in quanto in relazione all'angolo di percezione α (pari a 45°), l'oggetto stesso viene percepito in tutta la sua altezza. All'aumentare della distanza dell'osservatore diminuisce l'angolo di percezione (per esempio pari a $26,6^\circ$ per una distanza doppia rispetto all'altezza della turbina) e conseguentemente l'oggetto viene percepito con una minore altezza, corrispondente all'altezza H di un oggetto posto alla distanza di riferimento D dall'osservatore. L'altezza percepita H risulta funzione dell'angolo α secondo la relazione:

$$H=D*\text{tg}(\alpha)$$

Sulla base del comune senso di valutazione, è possibile esprimere un commento qualitativo sulla sensazione visiva al variare della distanza, definendo un giudizio di percezione, così come riportato nella seguente tabella, dove:

HT= altezza del sistema rotore + aerogeneratore pari a 200 m

D= distanza dall'aerogeneratore

H= altezza percepita dall'osservatore posto ad una distanza multipla di D

Si evidenzia come l'elemento osservato per distanze elevate tende a sfumare e si confonde con lo sfondo. Nel nostro caso, una turbina eolica alta 200 metri, già a partire da distanze di circa 10 km si determina una bassa percezione visiva, gli aerogeneratori finiscono per confondersi sostanzialmente con lo sfondo. Questo in assoluta coerenza con la definizione dell'area di studio di dettaglio.

Le considerazioni sopra riportate si riferiscono alla percezione visiva di un'unica turbina, mentre per valutare la complessiva sensazione panoramica di un parco eolico composto da più turbine è necessario considerare l'effetto di insieme.

L'effetto di insieme dipende notevolmente oltre che dall'altezza e dalla distanza delle turbine, anche dal numero degli elementi visibili dal singolo punto di osservazione rispetto al totale degli elementi inseriti nel progetto. In base alla posizione dei punti di osservazione e all'orografia della zona in esame si può definire un indice di affollamento del campo visivo IAF o indice di visione azimutale.

L'indice di affollamento I_{AF} è definito come la percentuale (valore compreso tra 0 e 1) di turbine eoliche che si apprezzano dal punto di osservazione considerato, assumendo un'altezza media di osservazione (1,6 m per i centri abitati ed i punti di osservazione fissi).

Nel nostro caso IAF è stato definito dalle mappe di intervisibilità teorica nell'ipotesi che l'osservatore percepisca almeno metà del rotore (dalla navicella in su) dell'aerogeneratore.

Pertanto avremo che l'indice di bersaglio B per ciascun Punto di Vista Sensibile scelto sarà pari a:

$$B=H*I_{AF}$$

Dove:

- il valore di H dipende dalla distanza di osservazione rispetto alla prima torre traguardabile e sarà calcolato (con approssimazione per eccesso) dalla Tabella sopra riportata
- il valore di IAF varia da 0 a 1, con $I_{AF}=0$ quando nessuno degli aerogeneratori è visibile,

SIA – SINTESI NON TECNICA

IAF= quando tutti gli aerogeneratori sono visibili da un punto.

In pratica l'indice di Bersaglio B potrà variare tra 0 e 10. Sarà pari a zero nel caso di in cui:

- IAF=0, nessuno degli aerogeneratori è visibile.

Sarà pari a 10 nel caso in cui:

- H=10 (distanza dell'osservatore fino a 1 km)
- IAF=1, tutti gli aerogeneratori visibili.

Indice di Fruibilità o di Frequentazione. Infine, l'indice di fruibilità F stima la quantità di persone che possono raggiungere, più o meno facilmente, le zone più sensibili alla presenza del parco eolico, e quindi trovare in tale zona la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera.

I principali fruitori sono le popolazioni locali e i viaggiatori che percorrono le strade e le ferrovie limitrofe e comunque a distanze per le quali l'impatto visivo teorico è sempre superiore al valor medio. L'indice di frequentazione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie.

La frequentazione è un parametro di valutazione di impatto visivo prodotto da un parco eolico e introdotto per la prima volta delle Linee Guida della Toscana. La frequentazione può essere regolare o irregolare con diversa intensità e caratteristiche dei frequentatori, il valore di un sito sarà quindi anche dipendente dalla quantità e qualità dei frequentatori (MIBAC).

Il nostro parametro frequentazione sarà funzione ($F=R+I+Q$):

- della regolarità (R)
- della quantità o intensità (I)
- della qualità degli osservatori (Q)

Nel caso di centri abitati, strade, zone costiere, abbiamo R= alto, I=alto, Q=alto e quindi F= alta:

Nel caso di zone archeologiche, abbiamo: R= media, I=bassa, Q=molto alto e quindi F= medio -alta

Nel caso di zone rurali, abbiamo: R= bassa, I=media, Q=medio-basso e quindi F= media

E' evidente che nella definizione quantitativa di questo indice si è partiti da principi di semplificazione ma si è approdati a valori da considerare altamente conservativi.

SIA – SINTESI NON TECNICA

VALORE IMPATTO SUI PUNTI DI VISTA SENSIBILI

I risultati ottenuti sulla **totalità** dei Punti Sensibili, sono i seguenti:

Valori degli indici VP e VI standard e normalizzati:

Media VP = 18,045

Media VI = 13,900

VP massimo = 30

VI massimo = 24

Media VP_n=5,614

Media VI_n=2,602

Valore dell'impatto

Media I=14,14 \cong 14

MATRICE DI IMPATTO VISIVO**RIFERITA A TUTTI I PUNTI DI VISTA SENSIBILI**

		VALORE PAESAGGISTICO NORMALIZZATO							
		<i>Trascu- rabile</i>	<i>Molto Basso</i>	<i>Basso</i>	<i>Medio Basso</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Molto Alto</i>
VISIBILITA' IMPIANTO NORMALIZZATO	<i>Trascu- rabile</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Molto Bassa</i>	2	4	6	8	10	12	14	16
	<i>Bassa</i>	3	6	9	12	15	18	21	24
	<i>Medio Bassa</i>	4	8	12	16	20	24	28	32
	<i>Media</i>	5	10	15	20	25	30	35	40
	<i>Medio Alta</i>	6	12	18	24	30	36	42	48
	<i>Alta</i>	7	14	21	28	35	42	49	56
	<i>Molto Alta</i>	8	16	24	32	40	48	56	64

14

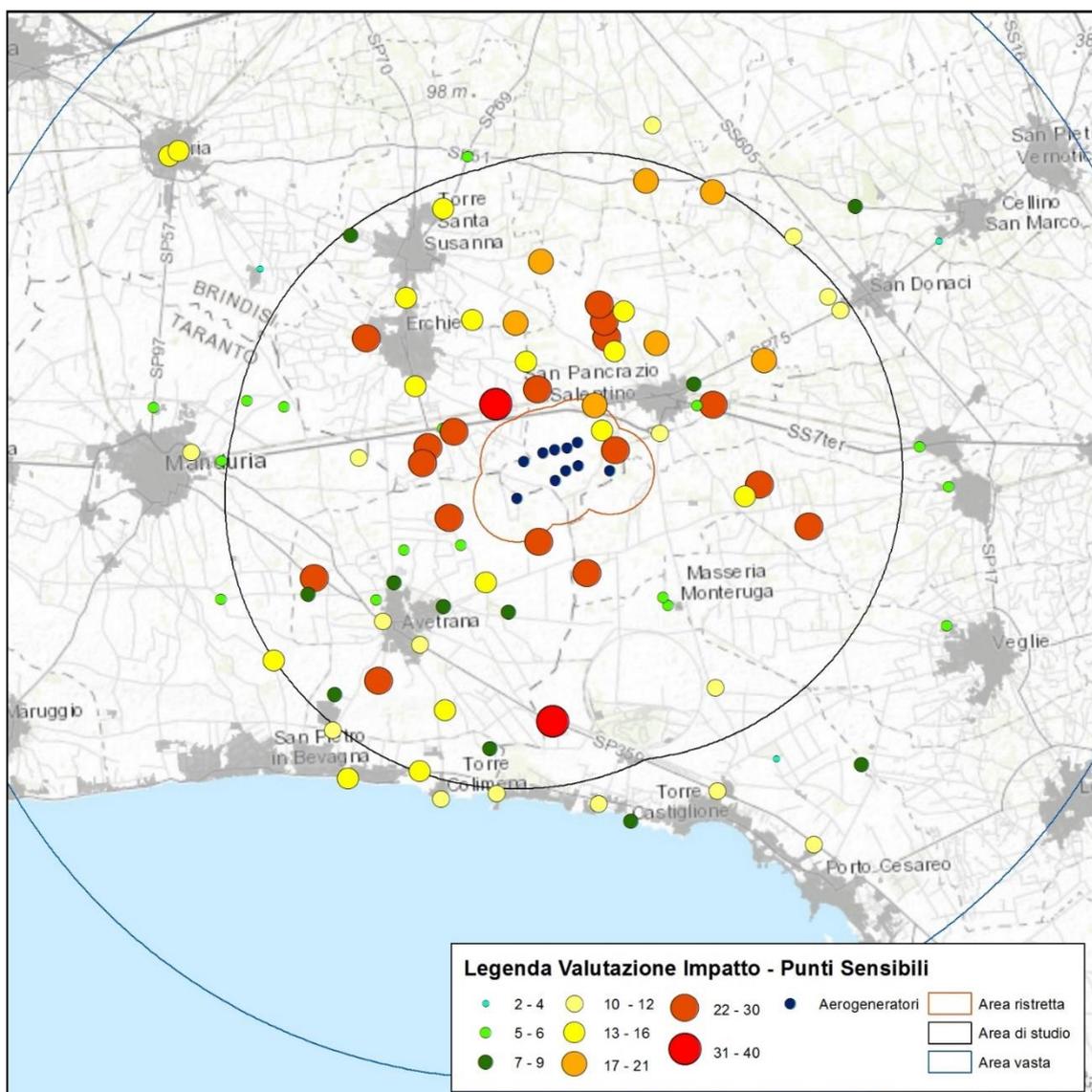
La **Matrice di Impatto Visivo** evidenzia un valore medio alto del Valore Paesaggistico VP, vista la presenza nel raggio di alcuni chilometri dell'impianto di alcune aree SIC e di vincoli archeologici; il valore della Visibilità dell'Impianto VI è invece molto basso, in considerazione della geomorfologia dell'area vasta e della presenza di numerosi ostacoli costituiti principalmente da diffuse alberature (boschi ed uliveti).

L'analisi dei singoli punteggi, riportata nella tabella che segue alle pagine successive, evidenzia inoltre:

- Il valore massimo per l'indice I di impatto visivo è di 32 su un massimo assoluto di 64, ottenuto nei PS n. 33 (*Bosco presso casello ferroviario FSE in agro di Erchie*) e n. 76 (*exSS174 in agro di Porto Cesareo*); in entrambi i casi si tratta beni vincolati (Boschi e zona SIC Palude del Conte e duna costiera), nel secondo l'impatto è certamente moderato dalla distanza dal parco eolico, pari a circa 7,8 km; solo 2 Punti Sensibili raggiungono pertanto la metà del valore massimo assoluto;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- In complesso i PS che superano il valore di 25, che risulterebbe da VPn medio e VIn medio, sono in totale 6; a quelli succitati si aggiungono:
 - il n. 22 (*Zone boscate a Nord di San Pancrazio*) che dista circa 3,7 km dall'impianto;
 - il n. 48 (*Masseria La Cicerella in agro di Erchie*) che dista circa 3,4 km dall'impianto;
 - il n. 58 (*exSS174 in agro di Avetrana*) che dista circa 7,5 km dall'impianto;
 - il n. 72 (*Monte della Marina in agro di Avetrana*) che dista circa 7,8 km dall'impianto



Valore dell'Impatto sui Punti Sensibili (NB valore massimo 32/64)

I punteggi del valore dell'impatto sui punti sensibili sono rappresentati graficamente in figura. I valori maggiori dell'impatto sono concentrati all'interno dell'area di studio, mentre a distanze superiori ai 10 km, anche sulla costa o in posizioni privilegiate, quale il centro storico di Oria, l'impatto è decisamente inferiore.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Conclusioni L'analisi quantitativa dell'impatto visivo, condotta avvalendosi degli indici numerici di Valore del Paesaggio VP e Visibilità dell'Impianto VI fornisce una base per la valutazione complessiva dell'impatto del progetto.

Il punteggio medio del valore dell'impatto è sufficientemente contenuto, mentre l'analisi di dettaglio evidenzia dei valori puntuali mediamente elevati, fino a 32/64.

Questi risultati, però, ottenuti con un metodo teorico di quantificazione, devono essere ulteriormente valutati con la verifica in campo, di cui i fotoinserti costituiscono un importante riscontro; i Punti di Osservazione utilizzati per le riprese fotografiche sono stati scelti proprio tra i punti sensibili per i quali è più alto il valore teorico dell'impatto, compatibilmente con la verifica dell'intervisibilità, indice ancora una volta teorico.

I fotoinserti, che sono allegati alla presente relazione, evidenziano di contro una visibilità molto inferiore a quella teorica; questi esiti, a volte in forte contrasto coi valori teorici di impatto, portano alla formulazione delle seguenti considerazioni:

La morfologia del territorio prevalentemente pianeggiante, senza la presenza di veri e propri punti sopraelevati panoramici, è tale da limitare molto la visibilità dell'impianto; spesso la libertà dell'orizzonte è impedita dalla presenza di ostacoli anche singoli e puntuali;

La presenza diffusa di alberature anche non estese e quindi non segnalate nella cartografia, oltre a quella persistente dei segni della antropizzazione dell'area (in particolare recinzioni e siepi perimetrali lungo le strade, edifici medio-piccoli anche in zone rurali, sostegni di linee elettriche e telefoniche aeree) costituiscono una costante nelle riprese fotografiche, per le quali spesso è stato difficile individuare una posizione con orizzonte sufficientemente libero;

Si è posta attenzione alla verifica dell'impatto nelle posizioni più favorevoli dal punto di vista della morfologia: le piccole alture a sud, Monte della Marina e Masseria Monteruga hanno caratteristiche tali che da subire un impatto più significativo rispetto alle aree circostanti, ma sono di fatto aree a bassissima frequentazione; di contro le posizioni a Nord, abitato di Oria e cordone dunale fossile che da Oria si estende verso Est, più soggette a presenze di persone, sono però a distanza tale dall'area di progetto da rendere scarsamente significativa la presenza dell'impianto all'orizzonte.

In conclusione si può fondatamente ritenere che l'impatto visivo sia fortemente contenuto da queste caratteristiche del territorio e che pertanto l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

La durata dell'impatto è strettamente legata alla Autorizzazione Unica alla costruzione ed all'esercizio del parco eolico, che, ai sensi del D. Lgs. 87/2003 e della normativa regionale avrà una durata di 20 anni. Alla scadenza di tale termine la società proponente provvederà alla rimozione integrale delle opere.

Dal punto di vista della reversibilità dell'impatto visivo, la rimozione degli aerogeneratori, eliminando l'origine unica di tale impatto (la visibilità degli aerogeneratori a distanza), costituirà garanzia di reversibilità totale dello stesso.

SIA – SINTESI NON TECNICA

25. Conclusioni sull'analisi degli impatti

I risultati dello studio condotto per le diverse componenti ambientali interferite in maniera significativa si possono riassumere nella tabella sotto riportata.

COMPONENTE	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
ATMOSFERA	T-	B+	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		BB -	
SUOLO E SOTTOSUOLO	MB	B -	T +
RUMORE E VIBRAZIONI	BB -	B -	BB -
ECOSISTEMI	B -	MB -	B -
FAUNA	T -	MB -	T -
VEGETAZIONE	B -	B -	T -
PAESAGGIO E PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO	B -	M -	T -

Analizzando la tabella emerge che nella **fase di costruzione** gli unici impatti significativi sono dovuti alla costruzione delle strade di collegamento e delle aree di lavorazione che producono interazioni con la pedologia e la morfologia delle aree direttamente interessate. Le conseguenze di tali impatti saranno mitigate mediante le attività di ripristino ambientale che riporteranno i luoghi ad una situazione molto simile a quella originaria. Le strade di collegamento non saranno pavimentate integrandosi con le numerose strade interpoderali già esistenti. Ulteriori modesti impatti saranno prodotti dalla rumorosità emessa durante le operazioni di costruzione e dalle polveri sollevate. Tali impatti sono da considerarsi modesti per la durata limitata nel tempo e la bassa magnitudo.

Nella **fase di esercizio**, gli impatti principali sono rappresentati dall'inquinamento visivo e dal disturbo arrecato alla fauna e agli ecosistemi, in misura minore il rumore.

Per quanto riguarda il paesaggio la posizione degli aerogeneratori in posizione arretrata rispetto alla costa limita fortemente l'impatto sulle aree di interesse turistico. D'altra parte non esiste alcuno studio che abbia dimostrato una correlazione negativa tra luoghi di frequentazione turistica ed esistenza in prossimità degli stessi di parchi eolici.

La morfologia del territorio prevalentemente pianeggiante, senza la presenza di veri e propri punti sopraelevati panoramici, è tale da limitare molto la visibilità dell'impianto. Il centro storico di Oria che sovrasta la piana è comunque lontano (16 km circa). Tale distanza benché non escluda la visibilità limita notevolmente l'impatto sino quasi ad annullarlo.

La presenza diffusa di alberature (oliveti) anche non estese e quindi non segnalate nella

SIA – SINTESI NON TECNICA

cartografia, oltre a quella persistente dei segni della antropizzazione dell'area (in particolare recinzioni e siepi perimetrali lungo le strade, edifici medio-piccoli anche in zone rurali, sostegni di linee elettriche e telefoniche aeree) costituiscono una costante del paesaggio ed è quindi difficile individuare una posizione con orizzonte sufficientemente libero. Il parco eolico è difficilmente visibile per intero e mai per lunghi tratti per un osservatore che si muove anche lungo le strade limitrofe al sito di intervento.

In conclusione si può fondatamente ritenere che l'impatto visivo sia fortemente contenuto da queste caratteristiche del territorio e che pertanto l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

L'area individuata per l'intervento è localizzata nell'entroterra della provincia di Brindisi. Sia il sito d'intervento che l'area vasta sono intensamente coltivate. Unica eccezione è rappresentata da un sito, limitrofo all'area di progetto, posto nella parte nord-ovest dell'area di studio, dove sono presenti habitat naturali e semi naturali, in forma di macchie, garighe e pseudo-steppe. Complessivamente domina la coltura dei cereali e dell'ulivo. Nessun habitat naturale o semi-naturale è stato interessato dalla localizzazione di pale eoliche. Il posizionamento delle torri è stato predisposto in maniera tale da non interessare aree di valore naturalistico.

Il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza dei suddetti habitat naturali. La fauna stanziale è costituita da specie sinantropiche nelle aree agricole e da specie d'interesse naturalistico negli habitat naturali. La presenza faunistica maggiore è rappresentata dall'avifauna migratrice, di cui solo alcune specie svernano e poche sono quelle che nidificano.

Il totale delle specie potenziali è di 116, di cui 15 mammiferi, 8 rettili, 2 anfibi e 91 uccelli. Gli uccelli appartengono a 11 ordini sistematici. 68 sono le specie di passeriformi e 23 di non passeriformi. Due specie di rettili fanno parte della Dir 92/43/CEE all. II e 9 tra rettili e anfibi dell'all. IV. Fanno parte della Dir 2009/147/CEE n°16 specie, di cui 2 sole *Calandrella brachydactyla* e *Lanius minor* sono nidificanti. Tre sono le specie di uccelli svernanti e 11 quelle migratrici comprese nella suddetta direttiva.

Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto.

Il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori, si presenta pianeggiante e in gran parte destinato a colture agricole. E' presente un'area naturale che potrebbe rappresentare un sito trofico per i rapaci in migrazione.

Sono stati stimati i possibili impatti sull'avifauna considerando i fattori determinanti, ossia la localizzazione geografica del sito, prescelto per il progetto, la sua morfologia, le caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti. Il sito non è stato oggetto mai oggetto di studi riferiti all'avifauna migratoria. Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori.

Nel sito di intervento a carattere prevalentemente agricolo, non sono presenti habitat e specie vegetali di interesse conservazionistico, fatta eccezione per alcune aree (peraltro non molto

SIA – SINTESI NON TECNICA

estese) a prateria steppica, che peraltro non sono interessate direttamente dalle infrastrutture dell'impianto eolico (strade di cantiere e di esercizio). Il contesto territoriale riveste, nel complesso, uno scarso valore naturalistico.

Sono presenti nell'area di impianto formazioni arboree e arbustive organizzate in filari e localizzate ai margini degli appezzamenti di terreno o lungo i muretti a secco. Sono distribuiti in tutta l'area e costituiscono un sistema di naturalità diffusa importante sul piano della connettività ecologica. Interferiscono solo in un punto con una strada di esercizio, per cui si renderà necessario la rimozione di specie arbustive per un tratto di lunghezza pari a circa 7 m. Le unità che saranno rimosse è complessivamente di poche unità e comunque si tratta di specie botaniche ampiamente diffuse nell'area. Effettuati i ripristini dopo la costruzione dell'impianto eolico sarà possibile effettuare delle piantumazioni delle stesse specie in posizioni limitrofe.

L'impatto di rumore e vibrazioni risulta limitato all'area ristretta limitrofa alle posizioni delle torri e comunque tale da rispettare i limiti di emissione previsti dalla normativa vigente. L'edificio rurale abitato dista circa 500 m dall'aerogeneratore più vicino. Tale distanza di fatto impedisce che su questo e sugli altri ricettore si superino i limiti imposti dalla legge.

Infine, nella **fase di dismissione**, gli impatti prodotti saranno analoghi a quelli durante la fase di costruzione, tipici di lavorazioni di cantiere. Si sottolinea come le operazioni di ripristino e la completa smantellabilità degli aerogeneratori, permetterà, al termine di vita dell'impianto, la totale reversibilità degli impatti prodotti.

La realizzazione del Progetto apporterebbe i seguenti benefici ambientali, tecnici ed economici:

riduce le emissioni globali di anidride carbonica, contribuendo a combattere i cambiamenti climatici prodotti dall'effetto serra e a raggiungere gli obiettivi assunti dall'Unione Europea con l'adesione al protocollo di Kyoto;

induce sul territorio interessato benefici occupazionali e finanziari sia durante la fase di costruzione che durante l'esercizio degli impianti.

Alla luce delle analisi svolte, si ritiene che il Progetto sia complessivamente compatibile con l'ambiente ed il territorio in cui esso si inserisce, inoltre tutti gli impatti prodotti dalla realizzazione dell'impianto eolico sono reversibili, e terminano all'atto di dismissione dell'opera a fine della vita utile (20 anni).

SIA – SINTESI NON TECNICA



Ponte SS7ter Tratto Manduria-San Pancrazio uscita Argentoni – Stato di fatto



SS7ter (Sovrapasso). Scenario previsto mediante fotoinserimento (Scheda 13_PS38). Distanza dall'impianto 3.009 m.

SIA – SINTESI NON TECNICA



San Pancrazio Salentino Limite Sud – Stato di fatto



San Pancrazio S.no - Limite Sud. Scenario previsto mediante fotoinserimento (Scheda 14_PS41). Distanza dall'impianto 2.137 m.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Masseria Lo Sole – Stato di Fatto



Masseria Sole. Scenario previsto mediante fotoinserimento (Scheda 15_PS43). Distanza dall'impianto 3.320 m.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Masseria Frassanito – Stato di Fatto



Masseria Frassanito. Scenario previsto mediante fotoinserimento (Scheda 19_PS52). Distanza dall'impianto 2.430 m.

SIA – SINTESI NON TECNICA

6. ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI

PPTR	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
SE TERNA	Stazione Elettrica Terna
SSE	Sotto Stazione Elettrica
BR	Provincia di Brindisi
TA	Provincia di Taranto
LE	Provincia di Lecce
DPA	Distanza di Prima Approssimazione per il campo elettromagnetico
CTR	Carta Tecnica Regionale
AdB	Autorità di Bacino della Puglia
PTA	Piano di Tutela delle Acque
WTG	Wind Generator Turbine (aerogeneratore)
NTA	Norme Tecniche di Attuazione
PRG	Piano Regolatore Generale